

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales

Integración de Sistemas de Almacenamiento de Energía asociados a Parques Eólicos

Autor: Juan Carlos Cabezas Zambrana

Tutores: Manuel Barragán Villarejo, Alejandro Marano Marcolini

**Dpto. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla**

Sevilla, 2019



Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales

Integración de Sistemas de Almacenamiento de Energía asociados a Parques Eólicos

Autor:

Juan Carlos Cabezas Zambrana

Tutores:

Manuel Barragán Villarejo, Alejandro Marano Marcolini

Profesor Ayudante Doctor, Profesor Contratado Doctor

Dpto. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2019

Trabajo Fin de Grado: Integración de Sistemas de Almacenamiento de Energía asociados a Parques Eólicos

Autor: Juan Carlos Cabezas Zambrana

Tutores: Manuel Barragán Villarejo, Alejandro Marano Marcolini

El tribunal nombrado para juzgar el trabajo arriba indicado, compuesto por los siguientes profesores:

Presidente:

Vocal/es:

Secretario:

acuerdan otorgarle la calificación de:

El Secretario del Tribunal

Fecha:

Agradecimientos

A mis padres, por su apoyo incondicional en cada momento

A María, por ser mi pilar fundamental durante todo este tiempo

A mis amigos, porque sin ellos no habría llegado hasta aquí

A José Miguel Viñas, por su incommensurable ayuda para conseguir datos

A mis tutores, por su tiempo y dedicación al realizar este proyecto

A mí mismo, por nunca rendirme

Sevilla, 2019

Resumen

En este proyecto se va a estudiar la viabilidad técnica y económica de incorporar un Sistema de Almacenamiento de Energía (SAE) a la salida de un parque eólico.

Se pretende avanzar en el camino de las energías renovables, con el fin último de sustituir poco a poco la generación convencional, que tiene su base en los combustibles fósiles, por una generación más eficiente, limpia y distribuida.

El gran problema que presenta la energía eólica, así como todas las renovables, es la alta variabilidad del recurso, es decir, la dificultad de garantizar una cierta energía en un cierto instante de tiempo para cubrir los requerimientos de la red en ese momento. Esto es debido a su carácter intrínsecamente cambiante.

Los sistemas de almacenamiento de energía pueden contribuir a eliminar esa incertidumbre a la hora de predecir el comportamiento del recurso renovable y, por tanto, la generación de energía asociado al mismo. Para lograr esto, son capaces de almacenar la energía generada y usarla cuando más convenga. En base a esto, el presente trabajo se centrará en estudiar la gestión del parque eólico trabajando en conjunto con un SAE. Se intentará establecer un ajuste óptimo del conjunto formado por la planta eólica y el almacenamiento para obtener los máximos beneficios anuales y, de esta forma, rentabilizar lo más rápidamente posible la inversión que supondría incluir un sistema de almacenamiento en una planta renovable.

Para ello, se tendrá que discutir la elección de un parque eólico que se ajuste a los requerimientos de potencia mínima que se establezcan. También, se estudiará una ubicación favorable para que el rendimiento del parque sea el adecuado, así como la disponibilidad de terreno anexo para instalar el SAE en caso de que su colocación resulte viable, entre otras características.

Posteriormente, se tendrá que establecer un modelo matemático de cierta precisión para reproducir las características del parque eólico con el menor error posible y obtener así la producción con el máximo detalle. Paralelo a ello, se elegirá el SAE acorde con la potencia del parque y se estudiarán distintos modelos que cumplan los requisitos, escogiendo el más adecuado.

Para finalizar, se trasladará el modelo matemático al software GAMS, especializado en optimización de funciones. Con él, se simulará el modelo y finalmente se obtendrá si realmente es viable implantar el SAE escogido o, en su defecto, qué SAE se debería implantar para maximizar el beneficio.

Abstract

In this project, the technical and economic feasibility of adding an Energy Storage System (ESS) into a wind farm will be studied.

The aim is to advance in the path of renewable energies, with the ultimate goal of gradually replacing conventional generation, which is based on fossil fuels, by a more efficient, cleaner and more distributed generation.

The main problem presented by wind energy, as well as all renewable energies, is the high variability of the resource, that is, the difficulty of guaranteeing a certain energy in a certain moment of time to cover the requirements of the network at that moment. This is due to its intrinsically changing character.

Energy storage systems can help to eliminate this uncertainty when predicting the behavior of the renewable resource and, therefore, the generation of energy associated with it. To achieve this, they are able to store the generated energy and use it when it is most convenient. Based on this, the present work will focus on studying wind farm management working in conjunction with an ESS. An attempt will be made to establish an optimum adjustment of the set formed by the wind power plant and the storage to obtain the maximum annual benefits and, in this way, to make the investment that would include a storage system in a renewable plant as quickly as possible.

To do this, it will be discussed the choice of a wind farm that meets the minimum power requirements. Also, it will be studied a favorable location so that the performance of the farm is adequate, as well as having an available terrain to install the ESS in case its placement is viable, among other characteristics.

Subsequently, it will have to establish an accurate mathematical model to reproduce the characteristics of the wind farm with the least possible error and obtain the production with the maximum detail. Parallel to this, the ESS will be chosen in according to the power of the farm and different models that meet the requirements will be studied, choosing the most appropriate one.

Finally, the mathematical model will be transferred to the GAMS software, specialized in optimizing functions. With this, the model will be simulated and finally it will be reached if it is really feasible to implement the chosen ESS or, failing that, which ESS should be implanted to maximize the benefit.

Índice

<i>Resumen</i>	III
<i>Abstract</i>	V
 <i>Índice de Figuras</i>	 IX
<i>Índice de Tablas</i>	XI
 1 Introducción y objetivos	 1
1.1 Motivación	1
1.2 Objetivos	2
 2 Configuración de la planta de estudio	 5
2.1 Parque eólico	5
2.1.1 Selección del parque	5
2.1.2 Selección de las turbinas	6
2.2 Recurso eólico	7
2.3 Configuración: potencia y energía	10
 3 Sistema de Almacenamiento de Energía	 13
3.1 Estado del arte	13
3.1.1 Súper-condensadores	13
3.1.2 Súper-conductores magnéticos	14
3.1.3 Volantes de inercia	14
3.1.4 Baterías	15
3.2 Elección del SAE	16
 4 Estudio y simulación del SAE	 19
4.1 Introducción a GAMS	19
4.2 Modelos: características de los datos usados	19
4.3 Modelo 1: Beneficio máximo con SAE de partida	21
4.4 Modelo 2: Tamaño óptimo del SAE	23
4.5 Modelo 3: Tamaño óptimo del SAE para <i>pay-back</i> fijo	24
 5 Resultados de la simulación	 27
5.1 Resultados sin SAE: punto de partida	27
5.2 Resultados con SAE. Modelo 1: Beneficio máximo con SAE de partida	30
5.3 Resultados con SAE. Modelo 2: Tamaño óptimo del SAE	35

5.4	Resultados con SAE. Modelo 3: Tamaño óptimo del SAE para <i>pay-back</i> fijo	37
5.4.1	Cambios en el <i>pay-back</i> : tamaño del SAE, inversión inicial y beneficios	43
6	Conclusiones	47
6.1	Conclusiones finales	47
6.2	Limitaciones del proyecto	48
6.3	Trabajos futuros	48
Apéndice A Programa de optimización de GAMS. Modelo 3: Tamaño óptimo del SAE para <i>pay-back</i> fijo		51
<i>Bibliografía</i>		55

Índice de Figuras

1.1	Evolución anual de la potencia eólica instalada en España. Fuente: AEE	1
1.2	Estructuras de potencia instalada (izquierda) y generación mensual (derecha) en España durante 2018. Fuente: REE	2
1.3	Curva de demanda genérica en España. Fuente: REE	3
2.1	Mapa eólico de Andalucía, febrero de 2019. Fuente: AEE	5
2.2	Vista aérea del proceso de repotenciación del parque eólico El Cabrito. Fuente: Google Maps, 2019	6
2.3	Turbinas del parque eólico El Cabrito: antiguas (izquierda) y nuevas (derecha). Fuente: ACCIONA Energía	7
2.4	Velocidades máximas, medias y mínimas durante un año en la zona de estudio. Fuente: Agencia Andaluza de la Energía	8
2.5	Rosa de los vientos de frecuencia. Fuente: ENAIR Energy	9
2.6	Distribución Weibull para $k = 1.9$ y $A = 9.5$. Fuente: ENAIR Energy	9
2.7	Número de horas al año que sopla viento a una velocidad determinada y Distribución Weibull. Fuente: Agencia Andaluza de la Energía	10
2.8	Curva de potencia de la turbina Nordex N117/3000. Fuente: The Wind Power	11
3.1	Evolución anual del precio unitario de las baterías de ion-litio y tendencia (Matlab). Fuente: Bloomberg NEF	15
4.1	Velocidades del viento corregidas y sin corregir	20
5.1	Potencia generada por el parque cada hora del año	28
5.2	Precio de la energía cada hora del año. Fuente: CNMC	29
5.3	Estado de carga de la batería y precio de la energía del Modelo 1 cada hora de un día tipo	30
5.4	Estado de carga de la batería del Modelo 1 durante una semana de invierno	31
5.5	Estado de carga de la batería del Modelo 1 durante una semana de primavera	32
5.6	Estado de carga de la batería del Modelo 1 durante una semana de verano	33
5.7	Estado de carga de la batería del Modelo 1 durante una semana de otoño	33
5.8	Potencia del inversor del Modelo 1 durante una semana de primavera	34
5.9	Estado de carga de la batería y precio de la energía del Modelo 3 cada hora de un día tipo	38
5.10	Comparación del <i>SOC</i> de los Modelos 1 y 3 durante una semana de invierno	39
5.11	Comparación del <i>SOC</i> de los Modelos 1 y 3 durante una semana de primavera	40
5.12	Comparación del <i>SOC</i> de los Modelos 1 y 3 durante una semana de verano	40
5.13	Comparación del <i>SOC</i> de los Modelos 1 y 3 durante una semana de otoño	41
5.14	Comparación de la potencia del inversor de los Modelos 1 y 3 durante dos días de primavera	42

5.15	Variación de E y P del SAE según el tiempo de retorno	43
5.16	Inversión inicial del SAE según el tiempo de retorno	44
5.17	Beneficios del parque según el tiempo de retorno	45

Índice de Tablas

2.1	Características principales de la turbina Nordex N117/3000	7
2.2	Comparación entre parámetros reales y obtenidos con el modelo del parque eólico El Cabrito	12
3.1	Características unitarias del Tesla Powerpack 2. Fuente: Tesla	16
4.1	Parámetros del Modelo 1: Beneficio máximo con SAE de partida	21
4.2	Variables del Modelo 1: Beneficio máximo con SAE de partida	21
4.3	Parámetros del Modelo 2: Tamaño óptimo del SAE	23
4.4	Variables del Modelo 2: Tamaño óptimo del SAE	23
4.5	Parámetros del Modelo 3: Tamaño óptimo del SAE para <i>pay-back</i> fijo	24
4.6	Variables del Modelo 3: Tamaño óptimo del SAE para <i>pay-back</i> fijo	25
5.1	Resultados anuales sin SAE: punto de partida	28
5.2	Resultados del Modelo 1: Beneficio máximo con SAE de partida	35
5.3	Resultados del Modelo 2: Tamaño óptimo del SAE	36
5.4	Resultados del Modelo 2 mejorado: Tamaño óptimo del SAE	37
5.5	Resultados del Modelo 3: Tamaño óptimo del SAE para <i>pay-back</i> fijo	42
5.6	Comparación de magnitudes para diferentes tiempos de retorno	43

1 Introducción y objetivos

La energía eólica es una de las fuentes renovables más estudiadas, desarrolladas y explotadas desde mediados del siglo XX. En España, tuvo un rápido crecimiento debido a las óptimas condiciones de viento que se dan en muchas zonas de la geografía del país. Como se observa en la Figura 1.1, sigue aumentando la potencia instalada conforme pasan los años, con un nuevo repunte en 2018 [1]. Este hecho hace que resulte interesante el estudio de la energía del viento en general y el desarrollo de nuevas y mejores tecnologías para su mejor aprovechamiento en particular, dado que se tiene gran parte de la demanda cubierta con esta energía renovable.

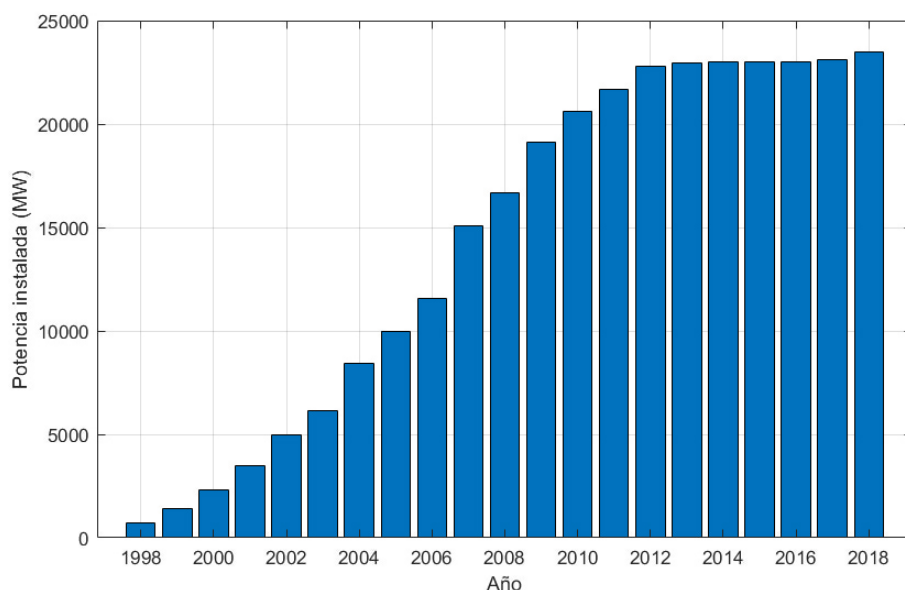


Figura 1.1 Evolución anual de la potencia eólica instalada en España. Fuente: AEE.

En concreto, se trata de la principal fuente de generación eléctrica en España, representando el 23.4% de la potencia total instalada, el 25.5% de la generación de energía total y aportando, junto con las demás renovables, casi el 39% de la energía total del país durante el año 2018 [2], como se muestra en la Figura 1.2.

1.1 Motivación

La eólica en España se sitúa a la cabeza mundial en cuanto a potencia instalada y generación junto con otros importantes países como Alemania, China o Estados Unidos, jugando de esta forma un

papel fundamental para el cumplimiento del Acuerdo de París, en el que se pretende que el 20 % de la demanda sea cubierta con energías renovables [1]. Para lograr esto, se deben tener en cuenta las características de las propias renovables y también las de la red eléctrica a la que se pretende evacuar la energía producida.

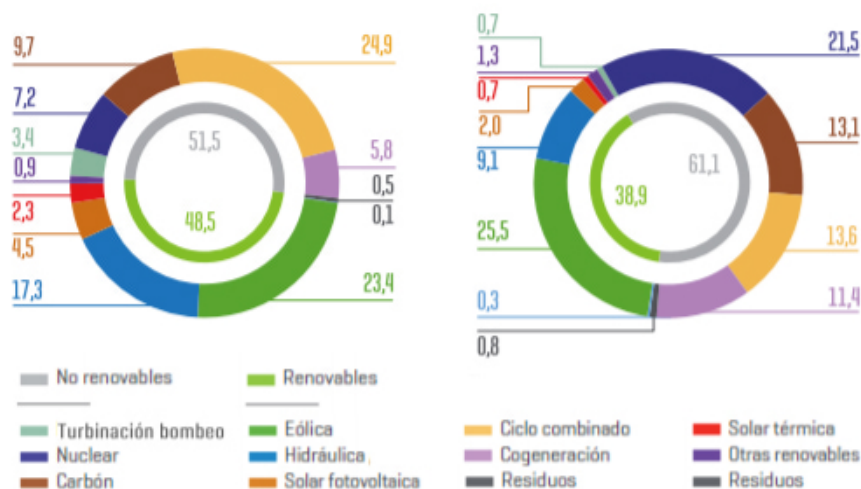


Figura 1.2 Estructuras de potencia instalada (izquierda) y generación mensual (derecha) en España durante 2018. Fuente: REE.

Como cualquier otra energía renovable, el principal problema que se tiene es la variabilidad del recurso, dado que la fuente de energía de la que se depende no es controlable. Así pues, deben existir una serie de requisitos técnicos sin los cuales ningún parque se pueda conectar a la red, en pos de evitar desequilibrios, picos, huecos o variaciones bruscas de frecuencia. Estos principios se recogen en los diferentes Procedimientos de Operación que dispone la Red Eléctrica Española [2].

Todos estos requisitos estarán condicionados, principalmente, por la demanda que en un momento determinado exista en la red, que a su vez depende de factores como son la época del año o la hora del día, como se aprecia en la Figura 1.3.

Todos estos condicionantes y requisitos, en cuanto a la incorporación de renovables a la red se refiere, suponen un problema que se tratará de paliar en el presente trabajo. Así pues, dada la variabilidad de las renovables y la variabilidad de la demanda a lo largo del tiempo, es difícil aprovechar, *a priori*, toda la energía que el recurso renovable puede ofrecer.

Un claro ejemplo de ello es la desconexión de muchos aerogeneradores de los parques eólicos por la noche, cuando la demanda es menor, a pesar de que exista un viento óptimo para la generación de energía. Esto es debido a que la energía eólica que se aportaría no sería consumida y provocaría problemas de estabilidad y sobretensiones en la red, entre otros.

Para solucionar este problema, los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) resultan muy apropiados. Su principio básico de funcionamiento es retener la energía sobrante que el parque genera, una vez cubierta la demanda, y mantenerla preparada para su posterior venta en horas pico, maximizando así el beneficio obtenido y el aprovechamiento del recurso eólico disponible.

1.2 Objetivos

Teniendo en cuenta todo lo anterior, el objeto final de este proyecto será estudiar la viabilidad técnica y económica de colocar un SAE en un parque eólico determinado. De esta forma, se podrá aprovechar mucho mejor el recurso eólico disponible.

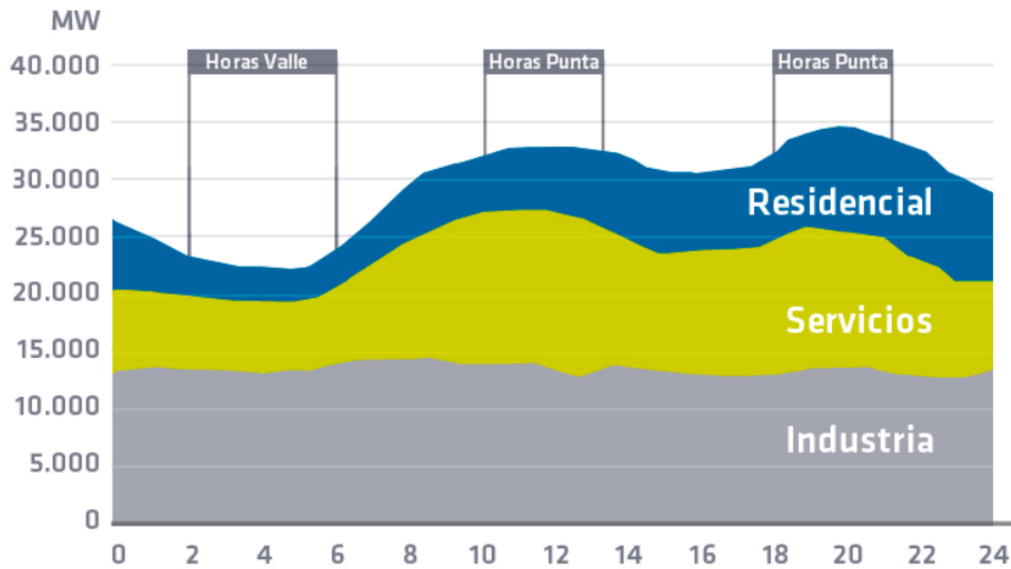


Figura 1.3 Curva de demanda genérica en España. Fuente: REE.

Para ello, se estudiará con detalle la forma en que funcionaría el SAE, de ser instalado, atendiendo a diferentes criterios y parámetros. Esto proporcionará, en última instancia, una respuesta a cómo afectaría la incorporación de almacenamiento a la planta eólica, aportando asimismo las condiciones bajo las cuales sería viable su instalación y la optimización de los parámetros que se requieran.

Aunque quede fuera de los objetivos del presente trabajo, el SAE también podrá contribuir a la estabilidad de la red en tanto en cuanto el parque casi siempre va a permanecer conectado a ella, así como al control potencia-frecuencia.

2 Configuración de la planta de estudio

En este capítulo se describirá la planta eólica objeto de estudio. Se discutirá la ubicación de la misma, sus características y se argumentará el porqué de haberla escogido. Se hará también una descripción detallada de la planta en su totalidad, aportando del mismo modo los datos de los aerogeneradores que la componen. Para ello, se realizará un estudio del recurso eólico disponible en la zona donde se ubica.

Finalmente, se obtendrá un modelo matemático del parque para poder trabajar con él en las diferentes simulaciones y se comprobará su exactitud y su ajuste a los datos reales.

2.1 Parque eólico

2.1.1 Selección del parque

En primer lugar, se debe tener en cuenta la potencia del parque eólico que se pretende modelar. Se piensa en escoger una planta de relativamente elevada potencia, que esté en torno a 30 MWp.

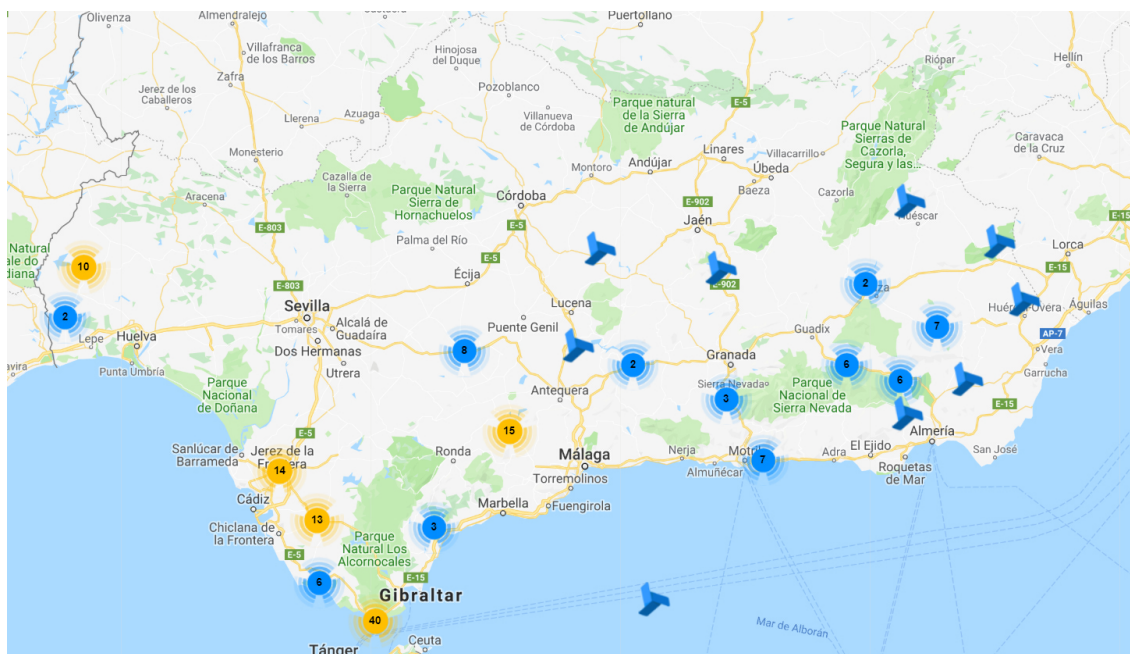


Figura 2.1 Mapa eólico de Andalucía, febrero de 2019. Fuente: AEE.

Consultado el mapa eólico español, y más en concreto el andaluz (Figura 2.1), se observa que la mayor parte de parques eólicos se concentra en la zona del Estrecho de Gibraltar y alrededores, con un número total de cuarenta en contraposición a las demás zonas, que no pasan, a lo sumo, de la veintena [1]. De esta manera, se busca en el listado de parques existentes en la zona y se repara en el parque eólico El Cabrito, situado al norte de la ciudad de Tarifa.



Figura 2.2 Vista aérea del proceso de repotenciación del parque eólico El Cabrito. Fuente: Google Maps, 2019.

Se trata del parque eólico más antiguo de la provincia de Cádiz, puesto en marcha en 1995 y funcionando hasta su repotenciación en 2018. Tiene una potencia de 30 MWp distribuida en 12 turbinas, en detrimento de las 90 anteriores a la repotenciación, y se prevé que aportará de media unos 112 GWh anuales, incrementando así la eficiencia del parque en un 16%, todo ello a pesar de contar con casi una novena parte de las turbinas que tenía en sus inicios [3].

Dado que el número de turbinas es mucho menor, es claro que la distancia entre los nuevos aerogeneradores será mucho mayor, como se puede observar en la Figura 2.3. Por tanto, habrá espacio de sobra para poder instalar el SAE en caso necesario sin incurrir en sobrecostos de terreno. Por otro lado, se pueden aprovechar los accesos que ya existían y que no tendrán uso por la falta de turbinas al final de los mismos. Además, dado que se trata de un proyecto reciente, se dispone de toda la información necesaria para el estudio exhaustivo de la planta.

2.1.2 Selección de las turbinas

La empresa alemana Nordex, en colaboración con ACCIONA Energía, es la encargada de escoger e instalar las nuevas turbinas del parque eólico El Cabrito [3]. Se opta por 12 turbinas de gran potencia y de dos tipos diferentes: de 1.5 y 3 MW.

A efectos de simplificación, se sustituirán estos dos grupos de turbinas por otras de la misma empresa, que estén disponibles en el mercado y de un precio y de características similares, pero todas iguales. Así pues, se opta finalmente por un solo grupo de 10 turbinas Nordex N117/3000, que



Figura 2.3 Turbinas del parque eólico El Cabrito: antiguas (izquierda) y nuevas (derecha). Fuente: ACCIONA Energía.

suman la misma potencia pico que con la otra configuración y cuyas características más relevantes [4] se recogen en la Tabla 2.1.

Con estas turbinas, será más fácil realizar los cálculos a la hora de estimar las características de potencia y energía que el parque eólico puede ofrecer sin apenas desviaciones, ya que la potencia pico es la misma que con la configuración de turbinas original.

Tabla 2.1 Características principales de la turbina Nordex N117/3000.

Parámetro	Abreviatura (unidades)	Valor numérico
Potencia unitaria máxima	P_{max} (kW)	3000
Diámetro de las palas	D_{palas} (m)	116.8
Área barrida por las palas	A_{barr} (m ²)	10715
Altura mínima de la góndola	h_{min} (m)	91
Velocidad mínima de viento (<i>cut-in</i>)	v_{min} (m/s)	2.5
Velocidad máxima de viento (<i>cut-out</i>)	v_{max} (m/s)	25

Dado que no se dispone de la distribución espacial de las turbinas del parque repotenciado y que la configuración original era en dos hileras más o menos paralelas, se optará por mantenerla y distribuir las diez turbinas en dos grupos de cinco. La distancia media entre ellas será de unos 550 m, dado que la longitud media de cada hilera es de 2650 m.

2.2 Recurso eólico

En este apartado, se pasa a estudiar en detalle las características del viento en la zona de interés, aportando de esta forma datos históricos de viento. Se obtendrán las velocidades medias, la rosa de los vientos y la Distribución Weibull, que proporciona una estimación de la probabilidad de que exista una velocidad del viento determinada en función de dos parámetros, como indica la ecuación (2.1).

$$p(x) = \frac{k}{A} \cdot \left(\frac{x}{A}\right)^{k-1} \cdot e^{-(x/A)^k} \quad (2.1)$$

En la ecuación anterior, p representa la probabilidad de que exista una velocidad del viento dada en función del espectro con el que se trabaja, x : de 0 a 30 m/s. El parámetro k , positivo, es el factor

de forma, que modela la topología de la curva de probabilidad. Por el contrario, A , también positivo, controla la amplitud de la distribución. Todas estas variables son adimensionales.

Así pues, se recurre a diferentes fuentes para corroborar la información y tener una idea más exacta de la situación de viento que existe realmente en la zona, contrastando datos y eligiendo valores adecuados a todos los recursos de los que se dispone:

- Informe oficial del Gobierno de España sobre el recurso eólico del país [5]
- Calculadora online que proporciona, por coordenadas, el recurso eólico a nivel mundial [6]
- Calculadora online que proporciona, por coordenadas, el recurso eólico a nivel peninsular [7]
- Calculadora online, oficial de la Junta de Andalucía, que proporciona, por coordenadas, el recurso eólico a nivel autonómico y genera un informe con todos los datos detallados de la zona [8]

En primer lugar, se tiene que la velocidad media del viento en la zona puede estimarse en unos 9 m/s, dependiendo principalmente del mes en curso. Asimismo, se observan unas velocidades mínimas, evidentemente, cercanas a los 0 m/s, así como unas velocidades máximas de unos 24 m/s.

Como se atisba en la Figura 2.4, las velocidades del viento suelen ser menores en los primeros meses del año, aumentando paulatinamente hasta el cuarto mes, donde alcanzan sus máximos. Posteriormente, van disminuyendo de nuevo, esta vez con menor pendiente, hasta estabilizarse -relativamente- alrededor del noveno mes. A partir de ese punto, las variaciones son mínimas hasta comenzar un nuevo año.

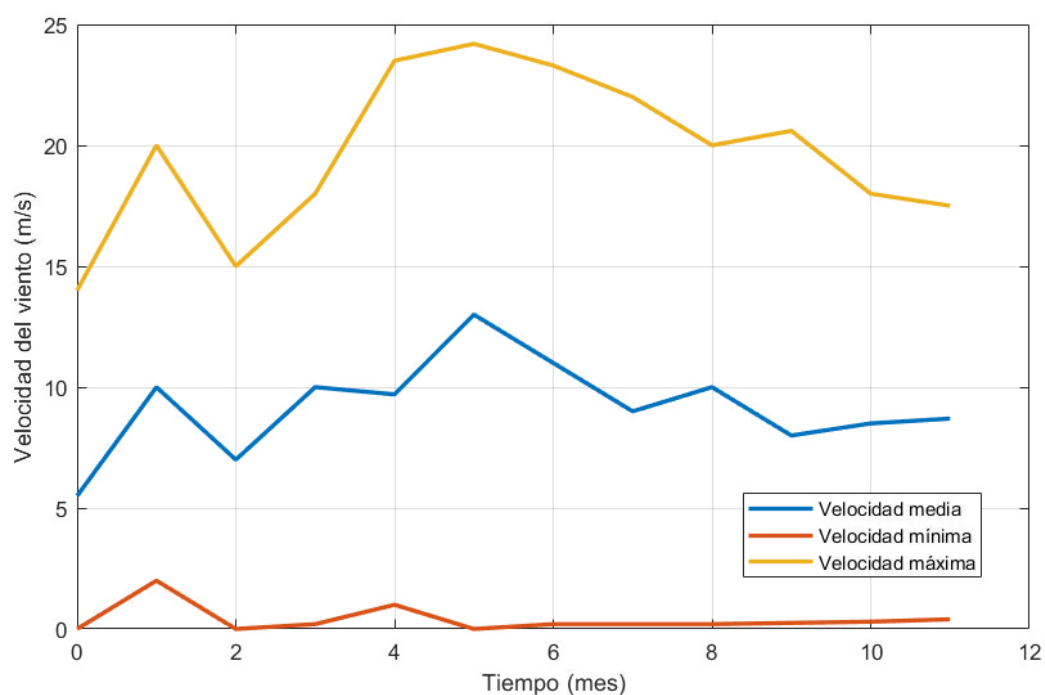


Figura 2.4 Velocidades máximas, medias y mínimas durante un año en la zona de estudio. Fuente: Agencia Andaluza de la Energía.

Pasando a la rosa de los vientos, se tiene que, tal y como indica la Figura 2.5, existe una predominancia muy notable del viento de levante, es decir, procedente del este. Tampoco es despreciable el viento que sopla justo del lado contrario, suponiendo éste más o menos la mitad del valor del viento de levante. Esto se interpreta como que por cada hora que sopla viento de levante, sopla media hora viento de poniente.

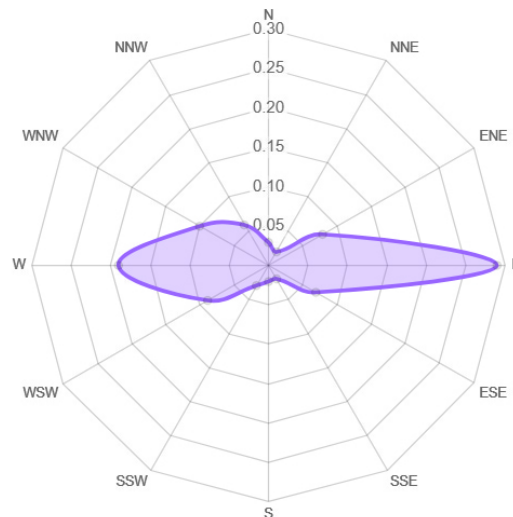


Figura 2.5 Rosa de los vientos de frecuencia. Fuente: ENAIR Energy.

Del mismo modo, se observa que el viento predominante es menos variable que el poniente, como era de esperar. Si se observa la zona sombreada, se ve cómo la dispersión del viento que procede del oeste es mayor: hay cierta tendencia también a que el viento sople del noroeste y del suroeste en una medida comparable a como lo hace el viento del oeste en sí. El levante, por el contrario, está menos disperso, soplando poco o ningún viento de componente norte o sur.

Si se repara ahora en la Distribución Weibull, la mayoría de fuentes disponibles proporcionan unos valores de k y A prácticamente calcados. Pueden ser fijados en $k = 1.9$ y $A = 9.5$ sin temor a cometer grandes errores, ya que la forma que tendrá la distribución será prácticamente la misma.

Aplicando la ecuación (2.1) a los valores de la velocidad del viento en todo su rango, es decir, desde los 0 m/s hasta los 30 m/s, se obtiene una curva como la que se muestra en la Figura 2.6.

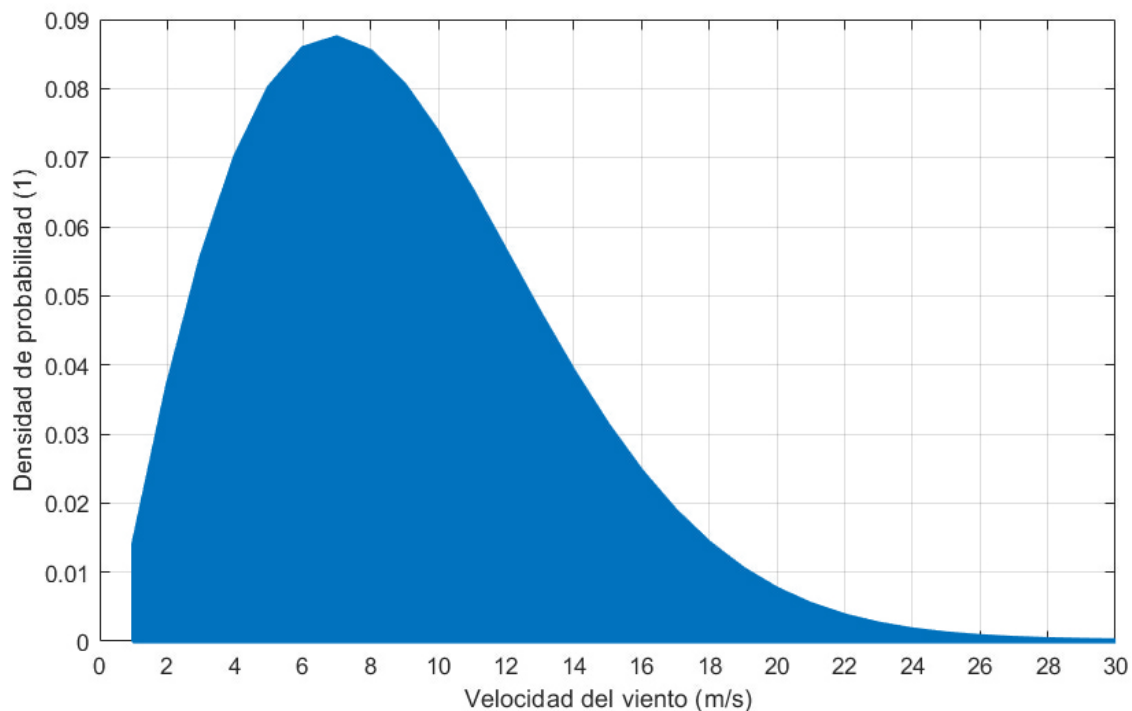


Figura 2.6 Distribución Weibull para $k = 1.9$ y $A = 9.5$. Fuente: ENAIR Energy.

Por último, se obtiene una distribución de horas al año que sopla un viento de una velocidad determinada (Figura 2.7). Como se puede apreciar, coincide con la Distribución Weibull cuya gráfica se acaba de realizar, reescalándola para que se aprecie en los mismos ejes. Además, se observa su similitud con la distribución de horas, tomada de forma experimental durante varios años en un estudio de la Universidad de Jaén [8].

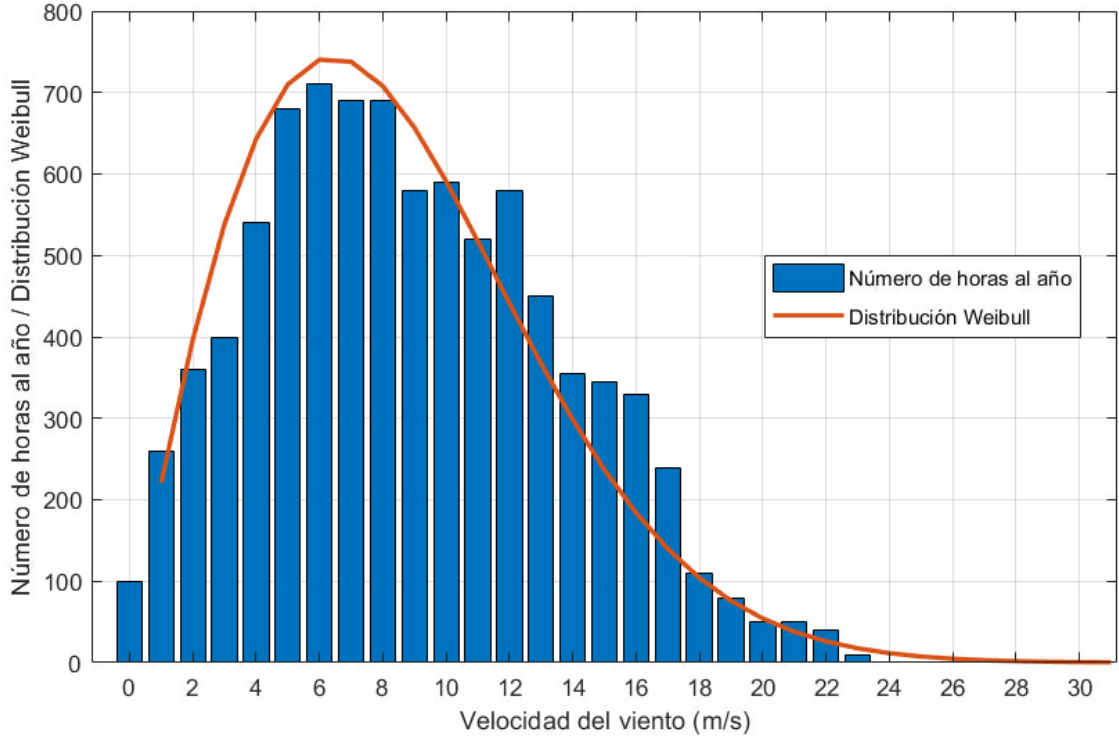


Figura 2.7 Número de horas al año que sopla viento a una velocidad determinada y Distribución Weibull. Fuente: Agencia Andaluza de la Energía.

2.3 Configuración: potencia y energía

Con todos los datos de la turbina y los datos del viento en la zona de estudio, se elabora un sencillo script de Matlab que permita calcular fácilmente los datos necesarios del parque eólico, que son, en esencia, potencia y energía. Para ello, se recurre de nuevo a los datos que proporciona el fabricante de la turbina usada [4] para obtener, esta vez, la curva de potencia característica para cada velocidad del viento, acotada siempre entre los valores de *cut-in* y *cut-out*, como se muestra en la Figura 2.8.

De esta forma, se aplica la definición tanto de potencia máxima como de energía, mostradas en las ecuaciones (2.2) y (2.3), respectivamente, para comprobar la exactitud del modelo usado, comparándolo así con los datos que proporciona ACCIONA Energía [3].

Así pues, la potencia pico del parque se definirá como la suma de todas las potencias máximas, esto es, dado que las turbinas son iguales, el número de turbinas, n , multiplicado por la potencia pico que puede aportar una de ellas, P_{max} , descrita en la Tabla 2.1.

$$P = \sum_i P_{max,i} = n \cdot P_{max} \quad (2.2)$$

La energía, por su parte, será igual a la potencia que genera el parque con las diez turbinas en funcionamiento por el número de horas que el viento sopla a cierta velocidad. Dado que ya se tiene,

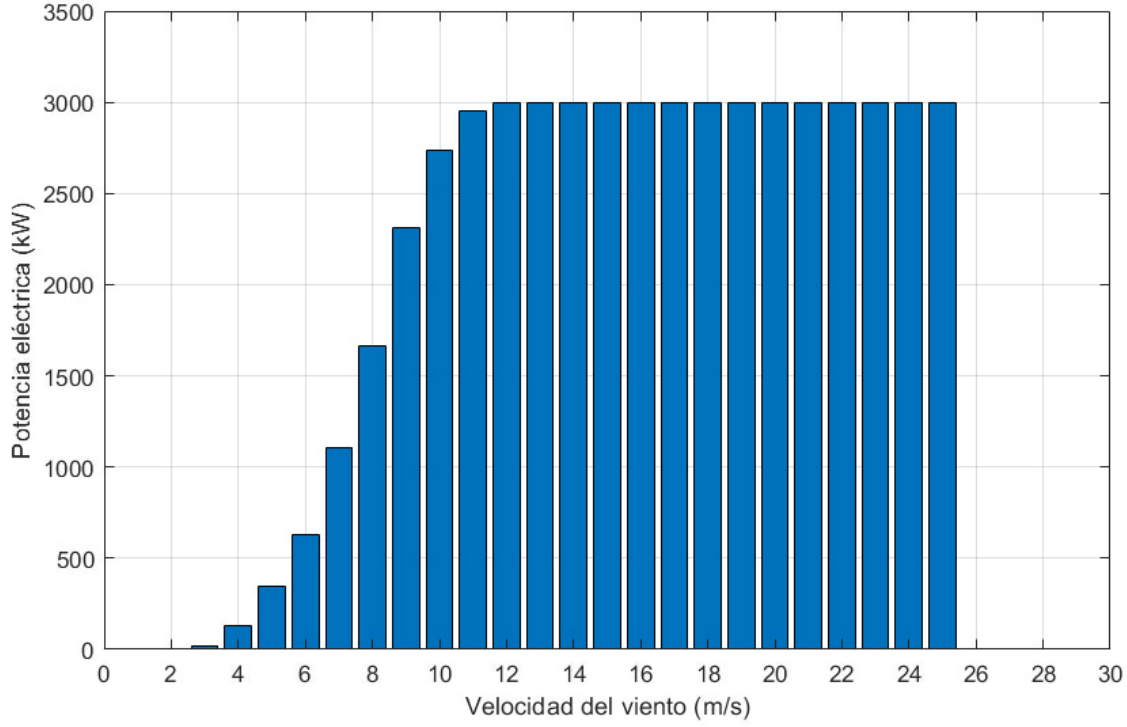


Figura 2.8 Curva de potencia de la turbina Nordex N117/3000. Fuente: The Wind Power.

por un lado, el promedio de horas al año que sopla viento a determinadas velocidades (Figura 2.7) y, por otro, la curva de la energía de una turbina dependiendo de la velocidad del viento (Figura 2.8), se puede hallar fácilmente la energía anual media que podrá generar el parque; siendo n el número de turbinas, P_j la potencia de una turbina para la velocidad del viento j y t_j el número de horas al año que existe un viento j .

$$E = \sum_j n \cdot P_j \cdot t_j \quad (2.3)$$

Por otra parte, se necesita conocer también la potencia que se puede extraer del viento. Así pues, en la ecuación (2.4) se define la potencia que es capaz de generar una turbina. Como se puede apreciar, dependerá de las condiciones de viento: densidad, ρ , y velocidad, v , así como del área barrida por las palas de la turbina usada, A_{barr} .

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^3 \cdot A_{barr} \quad (2.4)$$

Como se observa, la potencia de la turbina es directamente proporcional al área que barren sus palas. Sabiendo esto, se puede establecer un coeficiente, c , que permita corregir el error cometido al escoger unas turbinas que no son las originales. En el caso del modelo, se optó por un tipo de turbina que tiene un diámetro de palas un poco mayor que el de la real, con lo que la captación de energía es mayor y, por consiguiente, el modelo no es tan exacto como debería.

Para establecer dicho coeficiente, se debe tener en cuenta que las condiciones de viento son idénticas en ambos casos, es decir, el hecho de usar una turbina u otra no cambia ni la densidad ni la velocidad del viento en un instante determinado. Así pues, el cálculo del coeficiente se realiza simplemente relacionando las áreas barridas por ambas turbinas, la real y la usada en el modelo, tal

y como muestra la ecuación (2.5).

$$c = \frac{A_{barr,real}}{A_{barr,modelo}} \quad (2.5)$$

Con todo ello, se pueden obtener finalmente los resultados del modelo, así como compararlos con los datos que se ofrecen del parque eólico, expuestos al comienzo del capítulo. En la Tabla 2.2 se recoge toda esa información.

Tabla 2.2 Comparación entre parámetros reales y obtenidos con el modelo del parque eólico El Cabrito.

Parámetro, abreviatura (unidades)	Real	Modelo
Coefficiente de corrección, c (1)	1	0.73
Área barrida por una turbina, A_{barr} (m^2)	7823	10715
Potencia máxima, P (MW)	30	30
Energía anual producida, E (GWh)	112	110.16

Tal y como puede corroborarse tras realizar los cálculos, los datos que se obtienen del modelo son bastante parecidos a los reales. Se tiene, por una parte, una potencia máxima exactamente igual a la que se facilita en los datos del parque, es decir, de 30 MW. Por otro lado, se observa que la energía anual que el parque produciría es de 110.16 GWh; valor que se aproxima notablemente a los 112 GWh de media que proporciona la empresa.

Esta pequeña desviación por defecto puede deberse a que el área del parque eólico es lo suficientemente grande como para que las condiciones de viento no se puedan considerar puntuales y no todas las turbinas reciban el mismo viento en el mismo instante. Del mismo modo, puede haber ciertas diferencias en los datos eólicos que maneja la empresa y los obtenidos aquí.

Aun así, conviene recordar también que estos datos energéticos tienen como base un año de producción de energía, lo que provoca que un pequeño error se magnifique de forma notable. Por último, las circunstancias eólicas, aparte de la fuente de la que cual se obtengan los datos, pueden variar bastante de un año para otro, pudiendo también influir en este resultado.

Con todos estos argumentos, se puede justificar la desviación detectada en la energía anual producida, por lo que se da finalmente este modelo como válido.

3 Sistema de Almacenamiento de Energía

En esta sección se hará un estudio de todo lo referente al sistema de almacenamiento de energía (SAE) que pueda ser potencialmente instalado en el parque eólico objeto de estudio.

Se hará en primer lugar un breve repaso de todas las tecnologías de almacenamiento existentes y disponibles actualmente y se elegirá la más adecuada para el parque. Tras esto, se investigarán varios fabricantes y modelos, atendiendo a las necesidades de potencia, y se pasará a elegir finalmente un modelo concreto.

3.1 Estado del arte

Actualmente, existen varias tecnologías de almacenamiento que permiten retener la energía de forma más o menos eficiente. Pueden observarse, primero, dos grupos bien diferenciados [9]:

- Baja capacidad de almacenamiento, inyección puntual de grandes picos de potencia
- Alta capacidad de almacenamiento, inyección continuada de menor potencia

Dentro del primer grupo se podrían englobar los condensadores, súper-condensadores, súper-conductores magnéticos, volantes de inercia y baterías. En el segundo, se tiene el almacenamiento de hidrógeno, hidroeléctrico, de gas comprimido y, de nuevo, baterías. Como se observa, las baterías son los sistemas de almacenamiento más versátiles, ya que pueden tener un amplio abanico de capacidades y pueden ser más o menos rápidas en función de las necesidades requeridas.

Como puede atisbarse, se tendrá que escoger una tecnología de almacenamiento perteneciente al segundo grupo, ya que aunque se necesita absorber y ceder energía de la manera más rápida posible, también se debe tener una capacidad relativamente alta, ya que el parque objeto de estudio posee una potencia bastante elevada.

Así pues, se pasará a describir brevemente los tipos de tecnología de almacenamiento que se engloban en el primer grupo mencionado [9].

3.1.1 Súper-condensadores

Usan el principio de funcionamiento de los condensadores, es decir, dos superficies paralelas separadas por un dieléctrico y de carga opuesta son capaces de albergar la energía pasante por ellas debido a su diferencia de potencial. La ecuación (3.1) muestra la energía máxima que puede

almacenarse en un condensador, siendo C la capacidad del mismo y V la diferencia de potencial a la que se encuentra sometido.

$$E_{max} = \frac{1}{2} \cdot C \cdot V^2 \quad (3.1)$$

La diferencia de un súper-condensador con un condensador habitual es la superficie en la que se almacena una cierta cantidad de energía: del orden de nanómetros para los primeros y de micrómetros para los segundos, con el consiguiente beneficio. Por otra parte, el proceso de almacenaje de energía se debe exclusivamente a las propiedades eléctricas y no involucra ninguna reacción química, a diferencia de las baterías, por lo que su degradación es considerablemente menor.

Por contra, su vida media está en torno a los 8 años como máximo, valor bajo para las necesidades del parque, y la auto-descarga es bastante elevada, alcanzando el 14 % de la energía nominal al mes. Además, el precio es bastante elevado y su capacidad de almacenamiento no se puede comparar con otras tecnologías por ser demasiado escasa.

3.1.2 Súper-conductores magnéticos

Se trata de la única tecnología conocida que es capaz de almacenar la energía eléctrica desde su forma original, es decir, corriente eléctrica. Se basa en hacer pasar corriente por una bobina de un material superconductor, de resistencia prácticamente nula, para que se mantenga circulando de forma indefinida. La energía máxima almacenada será la mostrada en la ecuación (3.2), donde L es la inductancia de la bobina e I la intensidad que la recorre.

$$E_{max} = \frac{1}{2} \cdot L \cdot I^2 \quad (3.2)$$

Esta tecnología es la más eficiente en cuanto a almacenamiento y apenas presenta auto-descarga si la instalación se mantiene adecuadamente. Asimismo, presenta una respuesta muy rápida, del orden de milisegundos.

Para que el material superconductor pueda seguir comportándose como tal, tiene que estar inmerso en un refrigerante. Normalmente, se usa helio líquido a temperaturas en torno a 3 K, lo cual es demasiado costoso para la aplicación que se necesita en este caso. Además, el hecho de que el tiempo de respuesta sea mínimo, provoca que la duración de la respuesta sea excesivamente corta.

3.1.3 Volantes de inercia

Se describen, en esencia, como una gran masa que rota en torno a un eje. De este modo, los volantes de inercia son capaces de almacenar la energía mecánica en forma de energía cinética en función de su velocidad de giro, ω , y del momento inercia del sistema, I , tal y como se define en la ecuación (3.3).

$$E_{max} = \frac{1}{2} \cdot I \cdot \omega^2 \quad (3.3)$$

La principal ventaja de esta forma de almacenar energía es la alta velocidad de carga y descarga, así como su prolongada vida útil, que se estima en unos 20 años. También, debido al gran desarrollo de nuevos materiales, con los que se consigue escasa fricción, poseen cada vez menos pérdidas por rozamiento. Esto provoca que el rendimiento de esta tecnología sea cada vez mayor.

Por contra, tiene un coeficiente relativamente elevado de auto-descarga y no se comporta bien ante diferentes tipos de ciclo, sobre todo frente a ciclos discontinuos como los que se darían en un parque eólico como el del presente trabajo. Esto provoca que los volantes de inercia sean más adecuados para suministrar potencia en un momento de necesidad, inyectando -eso sí- una gran cantidad de energía en muy poco tiempo.

3.1.4 Baterías

Son los sistemas más antiguos de almacenamiento de energía y se basan en diferentes reacciones químicas, dependiendo de las distintas aplicaciones para las que están destinadas, casi siempre basadas en el proceso de reducción-oxidación y que tienen lugar en diferentes celdas electroquímicas.

La principal ventaja de esta tecnología de almacenamiento es que responde con rapidez a los cambios en la carga, cosa que interesa desde el punto de vista de la aplicación que se está estudiando. Asimismo, presenta unas pérdidas de auto-descarga aceptables si se compara con las otras tecnologías descritas, además de tener pocas pérdidas de cualquier otro tipo.

En cambio, las baterías no poseen una buena respuesta ante cambios bruscos de temperatura, sobre todo las del tipo ion-litio, y tampoco conviene que sean descargadas del todo, dado que pueden resultar dañadas de forma irreversible. Esto hace, además, que su instalación precise de un circuito auxiliar de protección para poder operar de forma segura.

Esta tecnología de almacenamiento, a pesar de ser la más antigua, está en pleno desarrollo hoy en día, sobre todo la batería de ion-litio. El motivo de ello es el gran aumento de aplicaciones, en todas las configuraciones de capacidad de almacenaje, potencia y energía posibles, para las cuales se requiere un sistema de almacenamiento de energía. Por ejemplo, se emplean baterías para dispositivos móviles, para vehículos eléctricos o baterías a mayor escala para cubrir necesidades como las que se estudian en este proyecto.

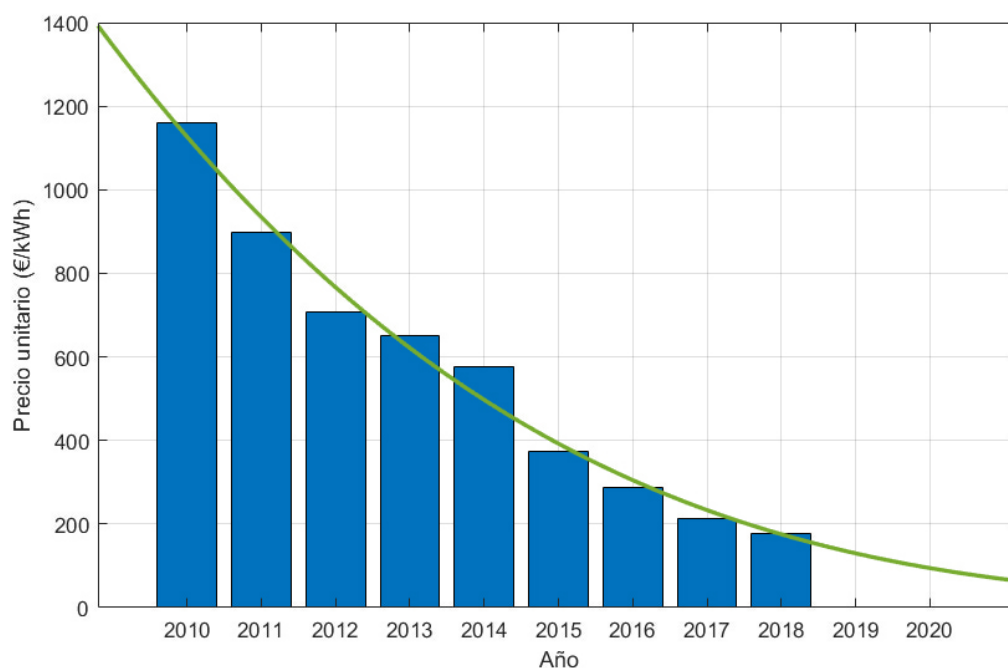


Figura 3.1 Evolución anual del precio unitario de las baterías de ion-litio y tendencia (Matlab).
Fuente: Bloomberg NEF.

Debido al gran desarrollo e investigación de este tipo de baterías, así como a su aumento de demanda, los precios de las mismas son cada vez menores. Se alcanzó un mínimo histórico en el año 2018 y la tendencia es que seguirán bajando más rápido de lo que se previó en las estimaciones hechas hace pocos años.

Como muestra la Figura 3.1, los precios de las baterías no han dejado de disminuir hasta la fecha. Si se tienen en cuenta los datos actuales, se puede estimar que para el año 2020 los precios estarán en torno a 100 €/kWh y que se situarán en unos 62 €/kWh para 2030 [10].

Esta predicción, además, se corrobora en la curva de ajuste elaborada con herramientas de Matlab que se ha realizado, también mostrada en la Figura 3.1. Se trata de un ajuste polinómico de tercer grado que, como se observa, encaja perfectamente con las estimaciones que se tienen.

3.2 Elección del SAE

Comparando todas las tecnologías de almacenamiento actuales, parece que una batería de ion-litio será la elección más razonable para el parque eólico objeto de estudio, dado que es la que mejor se ajusta a las necesidades definidas: adaptación a situaciones de carga y descargas variopintas, sin picos en cuanto a carga y descarga, buena velocidad de respuesta y relativamente buena capacidad.

A todo esto, además, se le suma la gran disminución del precio de las baterías de este tipo. Estando en una clara tendencia de bajada, se incentiva todavía más el uso de dicha tecnología y hace posible el abaratamiento de la instalación del sistema, haciéndola más viable.

Llegando a este punto, se parte de dos premisas principales y con cierto margen y flexibilidad para poder empezar a diseñar el SAE:

- Potencia pico en torno al 25 % de la del parque (30 MW), es decir, unos 7.5 MW
- Capacidad de descarga total en 2 h, lo cual se traduce en una energía de 15 MWh

Estos datos tienen su referencia en la batería de 100 MW que la empresa Tesla montó en Australia a finales de 2017 [11, 12]. Vistos los porcentajes usados en este proyecto, se toman cifras similares para poder tener un punto de partida y una primera referencia que sirva para comenzar a conformar el almacenamiento del parque.

Partiendo de este punto, se investigan varios modelos de fabricantes de baterías como General Electric, BYD, LG, Powervault, Tesla o ABB, entre otros. Muchos son descartados por tener un precio unitario demasiado elevado -por encima de 500 €/kWh- o por no tener los datos técnicos necesarios, a pesar de haber intentado contactar con la compañía.

Se propone, finalmente y tras varias cribas, el modelo más reciente de Powerpack de Tesla, cuyas características principales se recogen en la Tabla 3.1 y que es el que mejor se adapta a los requerimientos [13].

Tabla 3.1 Características unitarias del Tesla Powerpack 2. Fuente: Tesla.

Parámetro	Valor
Tensión trifásica (CA)	380 ~ 400 V
Energía máxima	210 kWh
Potencia máxima	100 kW
Eficiencia de carga y descarga	88 %
Dimensiones Powerpack	1308 x 822 x 2185 mm
Dimensiones inversor	1014 x 1254 x 2192 mm
Precio Powerpack	352 €/kWh
Precio inversor	178 €/kW

Se trata de la versión mejorada del sistema de almacenamiento de energía más popular de la compañía estadounidense Tesla, Inc. Tiene unas características técnicas de densidad de energía, potencia y rendimiento muy por encima de su competencia, ofreciendo un sistema completo de almacenamiento e inversor ya preinstalado que está listo para ser conectado directamente al sistema.

Consta de 16 módulos de batería independientes en cada celda Powerpack, cada uno con su propio convertidor y control independientes. Dichas celdas son completamente modulables y escalables hasta cubrir las necesidades que se precisen, lo cual hace que constituyan un sistema mucho más sencillo, fácil de instalar y versátil que el resto de modelos revisados.

Todo ello sumado al precio tan competitivo que Tesla ofrece, por debajo de la media de los sistemas de almacenamiento actuales y con miras de seguir bajando, hace que sea el modelo idóneo para el parque eólico El Cabrito.

Vistos los datos de la Tabla 3.1, se puede calcular que se necesitarían en torno a 72 Powerpacks trabajando en conjunto, lo cual proporciona una energía total de 15.12 MWh y una potencia pico de 7.2 MW, que encaja casi a la perfección con lo que se buscaba en la estimación inicial que se propuso al principio de esta sección.

4 Estudio y simulación del SAE

Una vez hallados tanto el modelo matemático que simula de forma fidedigna el parque eólico El Cabrito como toda la información complementaria necesaria para su estudio exhaustivo, en este capítulo se tratará de incorporar todos esos datos al software GAMS para su simulación y optimización.

Se estudiarán varios modelos, atendiendo siempre a criterios de maximización o minimización de funciones. Así pues, se buscarán, entre otros, la maximización del beneficio económico, la optimización del tamaño del SAE para el tamaño del parque eólico estudiado o el tamaño del propio parque más adecuado para un SAE previamente definido.

4.1 Introducción a GAMS

General Algebraic Modeling System, más conocido como GAMS, es un software de programación de alto nivel que se centra en la optimización matemática de funciones. Cuenta con una interfaz simple y un lenguaje de texto plano que permite introducir diferentes tipos de datos, así como ecuaciones. El programa optimiza los parámetros que se ordenen, fijando otros o no, y resulta muy cómodo y versátil cambiar la función objetivo, así como el hecho de poder liberar unas variables y fijar otras de forma rápida y sencilla.

Las funciones a optimizar se forman con parámetros, de valor conocido, y variables, de valor a determinar por GAMS, además de estar condicionadas por otras inecuaciones que se indiquen: límites, valores máximos y mínimos o rangos, por citar algunos ejemplos. El programa puede optimizar una de las variables, maximizándola o minimizándola mediante varios métodos disponibles, y proporcionar la solución óptima del problema [14].

4.2 Modelos: características de los datos usados

A continuación, se presentan de forma detallada los diferentes modelos que se estudiarán [15]. Se tendrán en cuenta siempre, como ya se ha comentado, situaciones en las que una variable, englobada a su vez en una o varias funciones que conforman el sistema completo, sea optimizada.

Para ello, deben obtenerse primero los datos pormenorizados tanto del precio de la energía [16, 17] como de la potencia generada por el parque, hallada a partir de las curvas de potencia de las turbinas elegidas y la velocidad del viento en el lugar.

En cuanto a dichos valores de viento, se dispone de unos datos obtenidos a una altura de 10 m [18]. Se debe aplicar algún tipo de función que corrija dicha velocidad del viento a unos 90 m de altura. A esta cota, a la que se sitúan los bujes de las turbinas [4], la velocidad será notablemente mayor que la que se obtiene a una altura tan reducida.

Para estimar la velocidad del viento a una altura dada, z , funcionan muy bien las aproximaciones logarítmicas que tienen en cuenta las velocidades conocidas y requeridas, así como un parámetro que modela el comportamiento del viento según el terreno [19], como se puede apreciar en la ecuación (4.1).

$$v = v_{ref} \cdot \frac{\ln(z/z_0)}{\ln(z_{ref}/z_0)} \quad (4.1)$$

Se observa que la velocidad del viento, v , a una altura deseada, z , está relacionada con la velocidad del viento a la altura a la que se puede medir la velocidad, v_{ref} , con la relación que se observa entre las alturas y con la llamada longitud de rugosidad, z_0 , que depende del tipo de terreno donde se mida la velocidad del viento. En este caso, el valor de la misma es de 0.03 m, correspondiente a un terreno redondeado, suave y de escasa vegetación [20].

Por tanto, se aplicará esta corrección a cada dato obtenido, estimando en general un aumento de velocidad de casi el 50 % para una velocidad de viento cualquiera, medida a 10 m de altura. Esta reseñable variación queda representada en la Figura 4.1, donde se estudia el rango de velocidad más amplio posible para la zona de estudio y se observa claramente el error tan grande que se cometería para velocidades altas en caso de no aplicar la corrección.

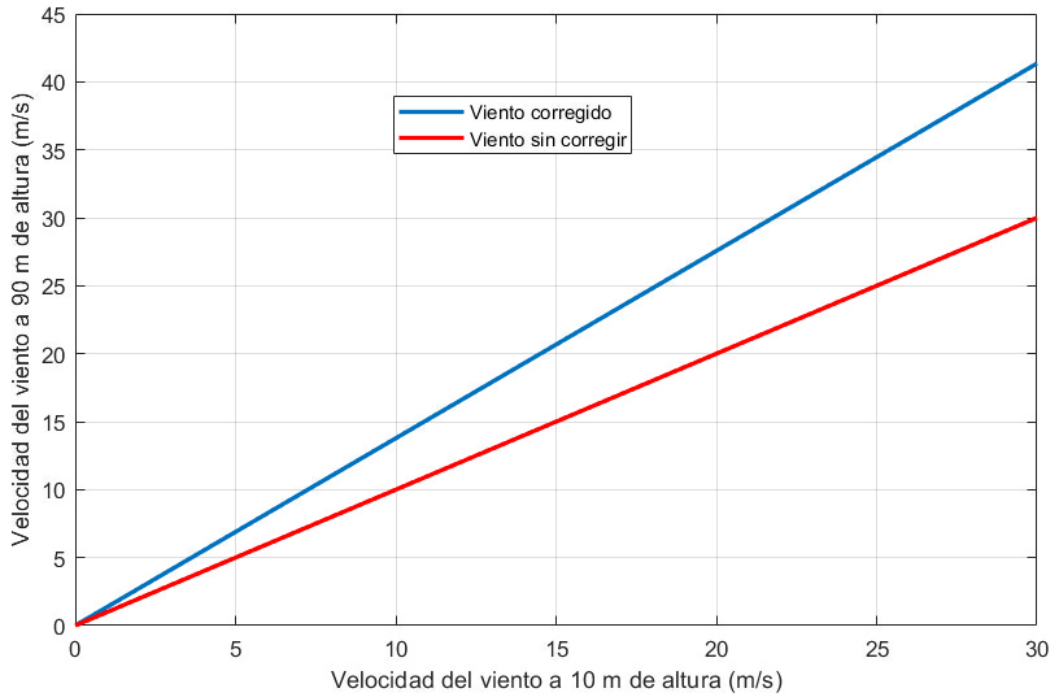


Figura 4.1 Velocidades del viento corregidas y sin corregir.

Por último, es de resaltar que los valores más exactos y actualizados con los que se consigue trabajar son del orden de horas tanto en el caso de la velocidad del viento como en el del precio de la energía. Por tanto, todos los resultados que se muestran a continuación estarán referidos a un año completo y modelados como suma de 8760 intervalos de una hora.

Con todo ello aclarado, se puede comenzar a conformar las distintas situaciones en las que se puede encontrar el parque eólico. En las secciones que siguen, se estudiarán todos los modelos por los cuales puede regirse el mismo.

4.3 Modelo 1: Beneficio máximo con SAE de partida

En primer lugar, surge la pregunta sobre cuál sería el máximo beneficio que el parque podría generar con los datos iniciales, tanto de potencia generada como del SAE, que se ha establecido de forma experimental.

Para responder a eso, se realiza un primer modelo en el que sólo se usan como variables, es decir, elementos que pueden adquirir valores no definidos inicialmente, las potencias que la batería carga y descarga en cada instante, incluidas en el estado de carga (*SOC*, por sus siglas en inglés). Estas potencias, a su vez, influirán en el beneficio final que el parque podrá generar a lo largo del periodo de tiempo estudiado; un año.

Así pues, en la Tabla 4.1 se observan los parámetros del primer modelo estudiado: magnitudes de valor fijo a lo largo de toda la simulación.

Tabla 4.1 Parámetros del Modelo 1: Beneficio máximo con SAE de partida.

Parámetro	Descripción (unidades)
$P_{gen}(t)$	Potencia generada en el instante t (kW)
$p_E(t)$	Precio de la energía en el instante t ($€/kWh$)
E	Energía total de la batería (kWh)
P	Potencia total del inversor (kW)
p_{bat}	Precio unitario de la batería ($€/kWh$)
p_{inv}	Precio unitario del inversor ($€/kW$)
η_c	Rendimiento de carga de la batería (p.u.)
η_d	Rendimiento de descarga de la batería (p.u.)

Por otro lado, las únicas variables que se tendrán en este primer caso serán las ya mencionadas: el beneficio que genera el parque, función objetivo, y las potencias de carga y descarga de la batería, incluidas también en el estado de carga de la misma.

Todo ello se muestra en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2 Variables del Modelo 1: Beneficio máximo con SAE de partida.

Variable	Descripción (unidades)
B	Beneficio generado por el parque en un año ($€$)
$SOC(t)$	Energía de la batería en el instante t (kWh)
$P_c(t)$	Potencia cargada por la batería en el instante t (kW)
$P_d(t)$	Potencia descargada por la batería en el instante t (kW)

Con todo ello, se presenta en la ecuación (4.2) la función objetivo tanto de este primer modelo como de los demás. El beneficio, B , se definirá como un balance entre los ingresos y los gastos asociados al parque.

$$B = \sum_t [P_{gen}(t) + P_d(t) - P_c(t)] \cdot p_E(t) \quad (4.2)$$

Los ingresos totales serán definidos como la suma de los ingresos que genera el parque. Las energías que se vierten a la red, es decir, vendidas, quedan definidas como el producto de la potencia y el tiempo. Este resultado se multiplica por el precio de la energía en cada instante t para obtener el beneficio anual total.

Nótese en este punto que la energía que se toma para cargar la batería no es vertida a la red, por lo que aparece restando. La energía que no se vende, empleada para aumentar la carga de la batería, tiene que contrarrestar en la ecuación a la potencia que, en suma, se vierte a la red. Esto se explica

como una energía que se podría verter a la red y que, sin embargo, se emplea para otro menester. Esto no implica en absoluto perder dinero, sino dejar de ganarlo en ciertos instantes para después poder ganar más debido a las fluctuaciones del precio de la energía.

Por otro lado, se presenta el estado de la carga de la batería, definido en la ecuación (4.3). Éste, como ya se ha comentado, queda definido por el estado de carga en el instante anterior y por la carga o descarga de la batería en el instante estudiado, ponderada con los rendimientos que ofrece el fabricante para tales fines: η_c y η_d .

$$SOC(t) = SOC(t-1) + P_c(t) \cdot \eta_c - P_d(t)/\eta_d \quad (4.3)$$

En este sentido, se recuerda que la batería sólo puede cargarse o descargarse en cada instante t y no hacer las dos cosas a la vez, por lo que sólo una de las dos variables tomará un valor distinto de cero en caso de que se produzca algún cambio en el SOC . Además, para evitar un error en el primer instante, t_0 , se define el SOC en dicho instante como la mitad de su capacidad. Se trata simplemente de un estado inicial arbitrario, como se demuestra en la ecuación (4.4).

$$SOC(t_0) = 0.5 \cdot E \quad (4.4)$$

Asimismo, se debe modelar que la batería no puede estar más cargada de lo que permite su límite técnico, esto es, en torno a un 90 % de la capacidad máxima del sistema de almacenamiento, E . Tampoco se puede tener una energía por debajo del 10 % de su capacidad, por lo que se define un mínimo de carga en torno a ese valor. El motivo de ello es el posible daño que las baterías pueden sufrir si se alcanzan valores cercanos a su máxima capacidad y, sobre todo, cercanos a cero.

Todo eso queda patente en la ecuación (4.5).

$$0.1 \cdot E \leq SOC(t) \leq 0.9 \cdot E \quad (4.5)$$

Por otro lado, se deben establecer también los límites técnicos tanto para la carga de la batería como para su descarga en cada instante de tiempo. Estos valores serán los definidos por la potencia máxima del inversor, P , que se encarga de gestionar la potencia que entra o sale del sistema de almacenamiento, y por el límite inferior nulo. En este caso, el inversor puede trabajar perfectamente con valores más extremos.

En las ecuaciones (4.6) y (4.7) se reflejan estas condiciones respectivamente.

$$0 \leq P_c(t) \leq P \quad (4.6)$$

$$0 \leq P_d(t) \leq P \quad (4.7)$$

Por último, también se establece, como indica la ecuación (4.8), que la potencia de carga no sea nunca superior a la potencia que se genera. Esto representa otro límite técnico, que es que la batería no puede cargarse a más potencia que la que el parque es capaz de generar para cualquier instante de tiempo.

$$0 \leq P_c(t) \leq P_{gen}(t) \quad (4.8)$$

Con todas estas ecuaciones libres, así como con todas las condiciones impuestas para las mismas, se obtiene finalmente un sistema con el que el software GAMS puede trabajar.

Los resultados tanto de este modelo como los de los demás, serán expuestos y comentados con detenimiento en el capítulo siguiente, siguiendo el mismo orden que en éste.

4.4 Modelo 2: Tamaño óptimo del SAE

Tal y como se vio en el capítulo anterior, se usan unos valores iniciales para dimensionar en primera instancia el sistema de almacenamiento: se tomaron unos datos de potencia pico en torno al 25 % de la potencia del parque y se diseñó de tal forma que la batería se descargara en unas dos horas.

Esta aproximación no tiene ninguna justificación más allá de la heurística, lo cual deviene en la pregunta de cuál sería el tamaño óptimo del SAE si se tiene en cuenta el precio unitario respectivo tanto de los módulos de batería como del inversor necesario, anteriormente recogidos en la Tabla 3.1.

Para poder obtenerlo, se realizará otra simulación en la que la función objetivo será de nuevo el beneficio. Se introduce en GAMS dicha ecuación, objeto de ser maximizada, y también las diferentes magnitudes que, en este caso, se tomarán como parámetros. Éstas se encuentran recogidas en la Tabla 4.3 y son valores fijos en este modelo.

Tabla 4.3 Parámetros del Modelo 2: Tamaño óptimo del SAE.

Parámetro	Descripción (unidades)
$P_{gen}(t)$	Potencia generada en el instante t (kW)
$p_E(t)$	Precio de la energía en el instante t (€/kWh)
p_{bat}	Precio unitario de la batería (€/kWh)
p_{inv}	Precio unitario del inversor (€/kW)
η_c	Rendimiento de carga de la batería (p.u.)
η_d	Rendimiento de descarga de la batería (p.u.)

Del mismo modo, las variables que se usarán en este segundo modelo serán las que se muestran en la Tabla 4.4. En este caso, serán éstas las magnitudes que están libres en la simulación; las que el software optimizará. Se recuerda que siempre se prioriza el beneficio sobre todas las demás variables.

Tabla 4.4 Variables del Modelo 2: Tamaño óptimo del SAE.

Variable	Descripción (unidades)
B	Beneficio generado por el parque en un año (€)
$SOC(t)$	Energía de la batería en el instante t (kWh)
E	Energía total de la batería (kWh)
P	Potencia total del inversor (kW)
$P_c(t)$	Potencia cargada por la batería en el instante t (kW)
$P_d(t)$	Potencia descargada por la batería en el instante t (kW)

En este caso, como ya se ha comentado, se buscarán los valores más óptimos tanto de la energía total de la batería, E , como de su potencia, P , indicativos de la dimensión total del SAE. En otras palabras, se intentará vislumbrar cuál sería el tamaño más adecuado para el SAE si se fijara la potencia del parque con el que se está trabajando.

El beneficio queda definido de la misma forma que en el modelo anterior: como un balance de los ingresos que posee el parque a lo largo de un año, así como las pérdidas de beneficio que supone la carga de la batería. Así pues, se recoge todo ello, de nuevo, en la ecuación (4.2).

Asimismo, se deberá tener en cuenta de nuevo el estado de carga de la batería, expresado en la ecuación (4.3) del capítulo anterior. Para ello, se parte por segunda vez de un estado inicial donde la carga está a la mitad de su capacidad, como mostraba la ecuación (4.4).

Los límites técnicos, por su parte, quedan definidos exactamente de la misma manera que en el caso anterior: ningún valor puede ser negativo ni puede sobrepasar la capacidad máxima de la

batería, en el caso del estado de carga, ni la potencia del inversor, en el caso de las potencias de carga y descarga de la batería. Además, se vuelve a añadir que la potencia de carga nunca supere a la generada por el parque en ningún instante de tiempo y que la batería no se cargue ni se descargue por completo. Todo ello se recoge en las ecuaciones (4.5), (4.6), (4.7) y (4.8).

Por otro lado, se establecen varios límites técnicos más tanto para la potencia como para la batería, relacionados todos con los valores máximos y mínimos de estas variables. Todas estas restricciones se muestran en las ecuaciones (4.9), (4.10) y (4.11).

$$0 \leq P \leq 30000 \quad (4.9)$$

$$0 \leq E \quad (4.10)$$

$$P \leq E \quad (4.11)$$

Independientemente del tamaño del SAE, los valores mínimos tanto de P como de E tienen que ser cero, dado que no tiene sentido tener una capacidad o potencia negativas. Por su límite superior, se impone que el SAE nunca sea mayor que el propio parque en cuanto a potencia (en kilovatios) y que tampoco se cargue o descargue en menos de una hora. En este sentido, se quiere una batería que se mantenga aportando energía durante un tiempo mínimo razonable.

Como resumen, con este modelo se pretende obtener el tamaño óptimo del SAE en base a su potencia, P y su energía, E . El beneficio será la función objetivo a maximizar y los valores de capacidad y potencia serán los que se buscan y los que serán optimizadas por GAMS.

4.5 Modelo 3: Tamaño óptimo del SAE para *pay-back* fijo

A continuación, y viendo el desarrollo de los modelos anteriores, se hace necesario estudiar otro nuevo caso en el que se tenga en cuenta el retorno de la inversión del sistema de almacenamiento. Aquí, se busca el tamaño de la batería más óptimo en el caso de que se quiera recuperar lo que se paga por ella en un periodo de tiempo determinado.

Para tal fin, se realiza un nuevo modelo que deja libres los parámetros que definen el SAE, es decir, potencia y energía. Se añaden, además, la propia definición de la inversión inicial y el tiempo de retorno o *pay-back*, que se definen y rigen por ecuaciones que se explicarán en profundidad más adelante.

Así pues, los únicos parámetros que se necesitan en este modelo, son los ya usados en el caso anterior, en el que se busca optimizar el tamaño del SAE sin ninguna restricción más. En la Tabla 4.5 se recogen con detalle todos estos valores que no varían durante la simulación.

Tabla 4.5 Parámetros del Modelo 3: Tamaño óptimo del SAE para *pay-back* fijo.

Parámetro	Descripción (unidades)
$P_{gen}(t)$	Potencia generada en el instante t (kW)
$p_E(t)$	Precio de la energía en el instante t (€/kWh)
p_{bat}	Precio unitario de la batería (€/kWh)
p_{inv}	Precio unitario del inversor (€/kW)
η_c	Rendimiento de carga de la batería (p.u.)
η_d	Rendimiento de descarga de la batería (p.u.)

Por otro lado, como ya se ha comentado, se deja libre el tamaño del SAE y se añaden las variables de la propia inversión y del tiempo de retorno, que modelarán el coste del sistema de almacenamiento y darán una idea de su recuperación en base a los beneficios del parque.

Además, para poder definir correctamente el tiempo de retorno, hará falta la diferencia entre el beneficio anual que el parque es capaz de generar sin SAE y el beneficio anual que el parque genera con SAE. Es por ello que también se incluye otra variable adicional que modela el beneficio sin el almacenamiento. Todo esto se muestra en la Tabla 4.6.

Tabla 4.6 Variables del Modelo 3: Tamaño óptimo del SAE para *pay-back* fijo.

Variable	Descripción (unidades)
B	Beneficio generado por el parque en un año (€)
B_{sin}	Beneficio generado por el parque sin SAE en un año (€)
$SOC(t)$	Energía de la batería en el instante t (kWh)
E	Energía total de la batería (kWh)
P	Potencia total del inversor (kW)
$P_c(t)$	Potencia cargada por la batería en el instante t (kW)
$P_d(t)$	Potencia descargada por la batería en el instante t (kW)
C_0	Inversión inicial del SAE (€)
t_R	Tiempo de retorno de la inversión (años)

De nuevo, se buscará en este modelo el tamaño óptimo del SAE. Esto se traduce en dimensionar correctamente los parámetros P y E , que representan la potencia y la energía del almacenamiento respectivamente. La función a maximizar, será una vez más el beneficio. En este caso, se debe puntualizar que el beneficio a optimizar será el usado en los modelos anteriores, es decir, en el que está incluido el almacenamiento de energía: B .

En las ecuaciones (4.2) y (4.12), se observan los diferentes beneficios que se emplean en este modelo. Como ya se ha explicado, el primero hace referencia al beneficio obtenido por el parque en caso de instalar el SAE -que GAMS optimizará- y el segundo, al beneficio que se obtendría con el parque en condiciones actuales, es decir, sin SAE.

$$B_{sin} = \sum_t P_{gen}(t) \cdot p_E(t) \quad (4.12)$$

Como es lógico, no juegan ningún papel en el beneficio sin almacenamiento, B_{sin} , las variables que modelan la carga y descarga de la batería: tanto $P_d(t)$ como $P_c(t)$ se encuentran fuera de la ecuación para no incluir en ella los efectos de la batería.

Posteriormente, se presentan las ecuaciones que modelan las nuevas variables de este modelo: inversión inicial y tiempo de retorno.

Por un lado, se puede definir la inversión inicial del SAE como la suma de las inversiones en la batería en sí y en el inversor de potencia. El precio de la batería queda definido por la capacidad de la misma, E , multiplicada por el precio unitario del kilovatio-hora, p_{bat} . El precio del inversor de potencia, de forma análoga, se expresa como la potencia nominal del mismo, P , multiplicada por el precio unitario del kilovatio, p_{inv} . Esto queda expresado en la ecuación (4.13).

$$C_0 = E \cdot p_{bat} + P \cdot p_{inv} \quad (4.13)$$

En lo tocante al tiempo de retorno, t_R , se han realizado dos simplificaciones comunes que deben ser mencionadas:

- El beneficio obtenido cada año es el mismo
- No se tiene en cuenta la inflación

En primer lugar, es sabido que el beneficio anual que el parque produce no va a ser el mismo de un año para otro. Sin embargo, tomando como referencia el año 2018 en cuanto a potencia eólica

generada y a precios de la energía, se puede hacer una estimación de futuro aproximada con el mismo dato para unos pocos años.

En cuanto a la ausencia de la inflación en la ecuación, se justifica con que el tiempo de retorno no va a ser en ningún caso mayor a cinco años. En este tiempo, el precio del dinero aumentará de forma poco significativa y, además, ahorrará problemas a la hora de implementar el modelo matemático en GAMS.

Por último, y en referencia a ambas simplificaciones, se ha de decir que existe un error bastante pequeño, tanto menor cuanto menos años dure el estudio, en cuanto al uso de las fórmulas exactas de cálculo de inversiones, *VAN* y *TIR*, y la simplificación que aquí se muestra [21].

Con todo ello aclarado, se definirá como *pay-back* o tiempo de retorno, t_R , la relación existente entre la inversión inicial, anteriormente definida, y el beneficio anual neto que se obtendrá con el parque. El beneficio neto, como se puede intuir, será la diferencia entre el beneficio que el parque genera con SAE y el beneficio que el parque genera en el estado actual, es decir, sin almacenamiento.

En la ecuación (4.14) se observa de forma clara lo expuesto anteriormente.

$$t_R = \frac{C_0}{B - B_{sin}} \quad (4.14)$$

De esta forma, se obtendrán finalmente los años aproximados en los que la inversión será cubierta por los beneficios y a partir de los cuales todo el beneficio que genere el parque será neto; íntegro.

En este punto, se definen de nuevo, respectivamente, la ecuación del estado de carga *per se*, el valor inicial que toma la batería y los límites inferior y superior que acotan su rango de funcionamiento. Así pues, las ecuaciones (4.3), (4.4) y (4.5), definidas en el Modelo 1, establecen los límites relacionados con el estado de carga de la batería, *SOC*.

En cuanto a los valores de potencia, se encuentra de nuevo lo mismo. Se impone que tanto la potencia de carga como la de descarga sean inferiores a la potencia que proporciona el inversor y superiores a cero, como se observaba en las ecuaciones (4.6) y (4.7). Además, se restringe la posibilidad de que la batería se cargue con más potencia de la que el parque puede generar en cualquier instante t , como se podía apreciar en la ecuación (4.8).

Pasando al dimensionamiento del SAE, se impone de nuevo que la potencia de la batería, en kilovatios, no sea mayor que la potencia pico del parque eólico (ecuación (4.9)). También se deja constancia de que la capacidad de la batería ha de ser positiva y de que la batería no puede descargarse en menos de una hora, lo cual supone que la capacidad sea, al menos, tan elevada como la potencia del inversor. Estas dos últimas restricciones se muestran en las ecuaciones (4.10) y (4.11), del Modelo 2.

Finalmente, se imponen las restricciones para el tiempo de retorno, t_R . Se tendrá en cuenta tan solo que no sea inferior a cero, ya que no tiene sentido físico un tiempo negativo, así como que debe estar por debajo del límite que se establezca. Todo ello queda reflejado en la ecuación (4.15).

$$0 \leq t_R \leq 5 \quad (4.15)$$

Para una primera aproximación, se impone experimentalmente un límite máximo de 5 años de retorno. Seguramente, será éste el valor máximo que se establezca para dicha variable, ya que una tasa de retorno mayor, revisada la vida útil aproximada de una batería de las características elegidas, no tiene demasiado sentido. Sin embargo, en el apartado de resultados se irá variando este límite para que se observen las evoluciones del tamaño y la inversión del SAE en función del retorno deseado.

5 Resultados de la simulación

Todos los modelos que se han incorporado al software de optimización GAMS para comprobar el funcionamiento del parque eólico El Cabrito, tanto en la actualidad como de cara a un posible escenario en el que entre en juego un sistema de almacenamiento de energía, se realizan para obtener en última instancia unos resultados, ya sean valores numéricos o conclusiones fuera del marco matemático. En esta sección, se presentan y discuten dichos resultados.

Se comenzará por el estado actual del parque, es decir, se definirá numéricamente cuánta energía es capaz de generar en un año que se ha tomado como referencia y, por tanto, cuánto beneficio se obtiene al vender dicha energía a la red.

Posteriormente, se pasará a todos los modelos realizados en GAMS y se discutirán las distintas cuestiones que tienen que ver con el SAE y su incorporación al parque eólico en cada uno de ellos. Se añadirán por último, algunos comentarios y pruebas acerca de los mismos.

5.1 Resultados sin SAE: punto de partida

El su estado actual, el parque eólico El Cabrito posee doce turbinas divididas en dos modelos diferentes. Para simplificar los cálculos y los modelos, se distribuyó la potencia en diez turbinas iguales en el Capítulo 2, corrigiendo la potencia generada convenientemente.

Tras esto, y como se vio anteriormente, se hallaron las velocidades de viento por horas a lo largo de todo un año y se corrigió dicha velocidad, dada la altura de las turbinas. Con ello, y con ayuda de la curva de potencia de la turbina, se pudo hallar la potencia que produce el parque a lo largo de ese año de estudio. Por otro lado, se encontraron datos del precio de venta de la energía, también pormenorizado en horas a lo largo del mismo año.

$$B_{sin} = \sum_t P_{gen}(t) \cdot p_E(t) \quad (5.1)$$

Aunando todos estos datos, es sencillo obtener el beneficio total que el parque genera a lo largo del periodo estudiado, B_{sin} , definido de nuevo en la ecuación (5.1): tan solo se deben sumar las potencias en cada punto del año del cual se tienen datos, es decir, sumar todos los datos horarios de los que se dispone, y multiplicar el resultado de cada instante -la energía en cada punto- por su precio de venta.

Nótese al llegar a este punto que aquí el software de optimización GAMS no tiene la capacidad de optimizar nada. En este caso, el programa sólo calcula la operación que se le indica y nada más: no existe ninguna variable libre que pueda ser tratada ni optimizada.

En cuanto a los resultados obtenidos, el programa arroja tras realizar el cálculo un beneficio anual de 9 778 100 €. Este valor, lógicamente, puede variar de un año para otro; pero con él se obtiene un estimador más que apropiado para el estudio de viabilidad que se pretende concluir.

Para desmenuzar este beneficio, es necesario estudiar los datos que lo hacen posible, es decir, la potencia generada por el parque y el precio de la energía, todo ello durante un año. En la Figura 5.1 queda representada la simulación horaria de la potencia del parque antes comentada.

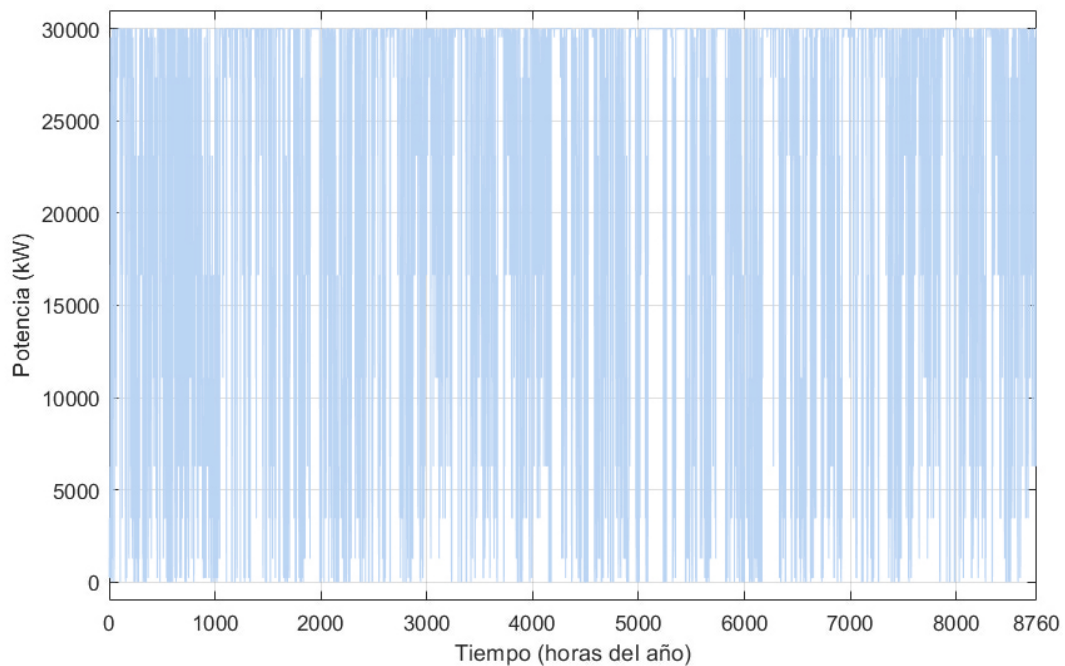


Figura 5.1 Potencia generada por el parque cada hora del año.

Como se puede apreciar, aparecen todos los puntos correspondientes a un año, es decir, 8760. Hay variaciones horarias muy acusadas, pasando por ejemplo de producir el máximo posible a producir poco más de lo mínimo posible de una hora a otra.

En vista de la gráfica tan difusa y poco certera que se obtiene, se debe encontrar una manera de mostrar más claramente los datos obtenidos a partir de las curvas de potencia y velocidades de viento. De esta forma, el elevado número de variaciones comentado anteriormente, sumado a la gran cantidad de datos de los que se dispone, provoca que se tenga que recurrir a valores medios y más generales que permitan observar de forma clara el comportamiento del parque eólico El Cabrito.

Así pues, se calcula el valor de la potencia media que posee el parque a lo largo de un año, así como el rendimiento. Para hallar este ratio, se toman como referencia los 30 MW que el parque entrega como máximo en cada instante. Posteriormente, con ayuda del rendimiento, se puede establecer un número de horas equivalentes que el parque está generando energía. Por último, sabiendo los datos de potencia media y número de horas equivalentes, se puede calcular la energía media que el parque es capaz de producir.

En la tabla 5.1 quedan recogidos todos estos datos, además del beneficio obtenido, que fue expuesto anteriormente.

Tabla 5.1 Resultados anuales sin SAE: punto de partida.

Magnitud	Abreviatura (unidades)	Valor numérico
Beneficio anual	B (€)	9 778 100
Potencia media	P (MW)	19.37
Rendimiento	η (%)	64.56
Número de horas de operación	h (horas)	5656
Energía anual producida	E (GWh)	109.54

En cuanto a los precios de la energía, se toman los datos disponibles y más actualizados, como ya se comentó anteriormente. De forma análoga a la potencia del parque, se presentan en la Figura 5.2 todos los puntos de la función. De nuevo, los datos que se observan son algo confusos debido a su alta variabilidad -aunque menor que en el caso de la potencia- a lo largo del año, así como al gran volumen de datos que se maneja.

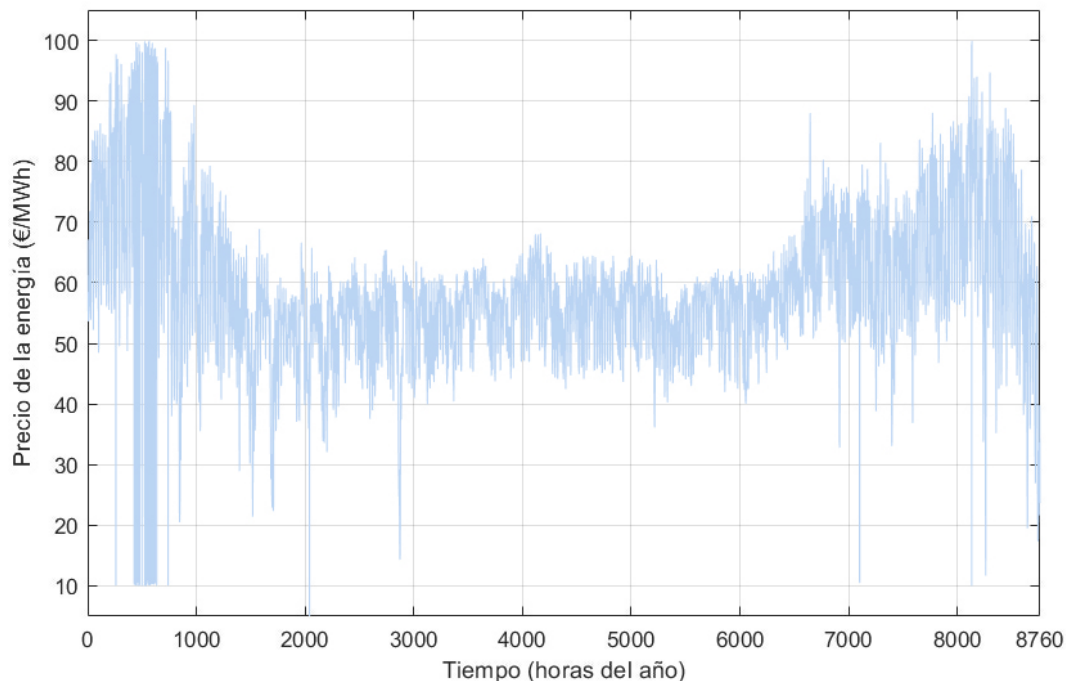


Figura 5.2 Precio de la energía cada hora del año. Fuente: CNMC.

En este caso, se tiene un precio medio que ronda los 58 €/MWh y dos repuntes muy característicos que se dan en el primer mes del año, cuando suele hacer más frío, y poco antes de finalizarlo. Se recuerda en este punto que los datos fueron obtenidos de unas fuentes oficiales y rigurosas como son la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia [16] u Omie [17].

Una vez consultados y vistos con detalle estos datos de partida, se pueden extraer varias conclusiones a pesar de no haber usado ninguno de los modelos con SAE que se expusieron en el capítulo anterior.

Así pues, se tiene un beneficio bastante apropiado teniendo en cuenta que el coste aproximado de los parques eólicos en la actualidad se sitúa poco por encima de 1 M€/MW, incluyendo aerogeneradores y costes asociados a la instalación [22, 23]. En este caso, se tendría la inversión, que sería de unos 30 M€, cubierta en poco más de tres años (sin tener en cuenta la actualización del dinero ni ningún tipo de financiación).

Este hecho demuestra que la tecnología eólica es cada vez más apropiada en cuanto a costes de instalación y que, en ciertas zonas del país como la que se estudia, es rentable instalar parques eólicos para obtener beneficios a medio plazo.

Partiendo de este punto, será interesante ver cómo afecta el sistema de almacenamiento que se ha estado definiendo al parque que ya está modelado. Es por ello que a continuación se estudiarán con detalle los resultados obtenidos usando los modelos descritos en las Secciones 4.3, 4.4 y 4.5 del Capítulo 4.

5.2 Resultados con SAE. Modelo 1: Beneficio máximo con SAE de partida

En este primer modelo se tomaron unos datos de partida experimentales, con referencias en otros proyectos existentes, para dimensionar el SAE. Se incorporó una batería de 15120 kWh de capacidad y un inversor de 7200 kW de potencia máxima, correspondiente aproximadamente a un 25 % de la potencia pico del parque. Para abordar este modelo, se incluyeron varias expresiones que modelaban el funcionamiento del SAE de forma fidedigna, como se comprueba en el conjunto de ecuaciones (4.2) – (4.8).

Así pues, tras realizar la simulación, GAMS arroja un beneficio con SAE bastante superior al que se halló en el modelo sin SAE. En suma, se tiene un beneficio total, sin tener en cuenta la inversión inicial, de 11 338 000 €.

$$t_R = \frac{C_0}{B - B_{sin}} \quad (5.2)$$

Con este beneficio, está claro que conviene acometer la inversión del SAE que se propone en este modelo. Si se estudia rápidamente la ecuación (5.2), se obtiene que la inversión inicial del SAE, C_0 , de 6 603 800 €, es cubierta en 4.23 años. Este valor es relativamente aceptable teniendo en cuenta que la batería tendrá, al menos, una vida útil de 10 años. La diferencia entre el beneficio que se obtiene con el SAE, B , y el que se obtiene sin él, B_{sin} , será la que se tenga en cuenta a la hora de realizar este cálculo del tiempo del retorno, t_R . Este valor es de 1 559 900 €.

A partir de aquí, y teniendo en cuenta que las gráficas que representan la potencia que genera el parque, Figura 5.1, y el precio de la energía, Figura 5.2, son exactamente las mismas que se usaron en el modelo sin SAE, es interesante ver el funcionamiento de la batería. Para ello, se estudiará primero el funcionamiento de la misma durante un día cualquiera, aplicable y escalable a cualquier día del año, y también su estado de carga, SOC , durante cuatro periodos de una semana tipo en cada una de las estaciones del año: invierno, primavera, verano y otoño.

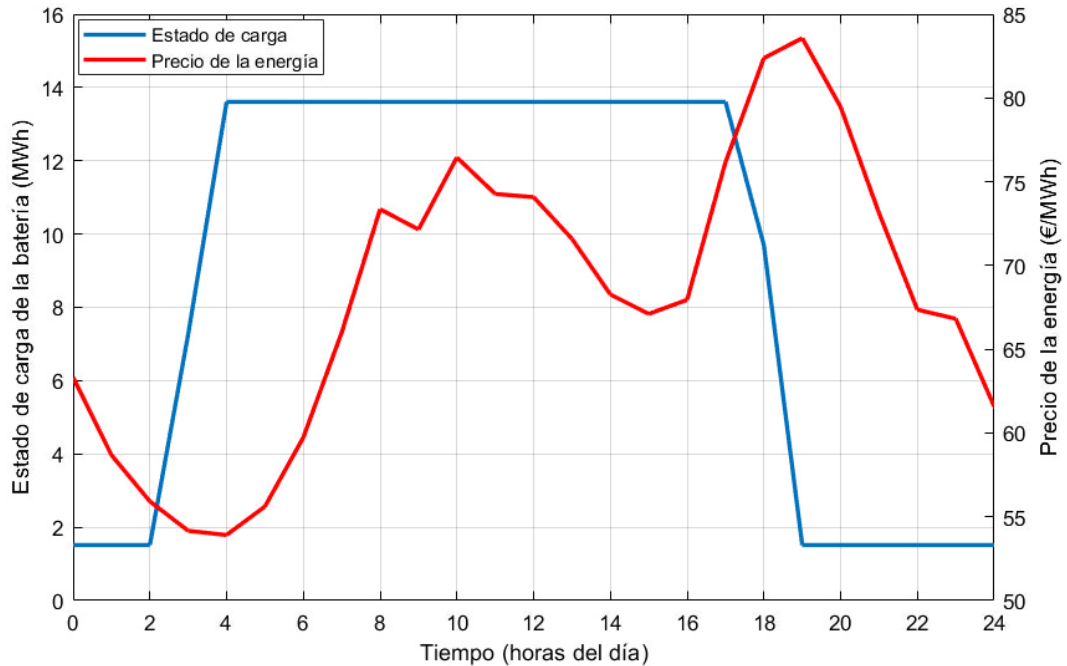


Figura 5.3 Estado de carga de la batería y precio de la energía del Modelo 1 cada hora de un día tipo.

En primer lugar, se indica en la Figura 5.3 cómo varía el *SOC* a lo largo de un día cualquiera. En este caso, se toma el segundo día del año de estudio, es decir, el dos de enero (por ser el día uno festivo). En primer lugar, se observan claramente las restricciones de no encontrarse el *SOC* por encima del 90 % de capacidad de la batería ni estar por debajo del 10 % de la misma.

En cuanto al comportamiento, se comprueba que la batería va aumentando su carga a medida que el precio de la energía baja, como se observa durante las primeras horas de la jornada. Cuando el precio de la energía comienza a remontar, sobre las 6 horas, la batería sigue con el mismo estado de carga debido a que el precio aún no ha subido lo suficiente. Sin embargo, en torno a las 17 horas, cuando se observa el mayor pico de precio, la batería sí comienza a descargarse y verter energía a la red, disminuyendo su estado de carga.

Este ciclo puede ser aplicado a cualquier día normal del año, en el que la curva de demanda, y por tanto la curva de precios, fluctúa en mayor o menor medida. Es por ello que se puede concluir que la batería funciona correctamente y es capaz de cargarse y descargarse en función de la demanda y del precio de la energía.

Pasando ya al análisis más específico, en la Figura 5.4 puede observarse la evolución del estado de carga de la batería a lo largo de la primera semana del año de estudio, es decir, en invierno. Se tiene una media de energía de carga de 9.20 MWh y un precio medio de 70.39 €/MWh durante esta semana tipo.

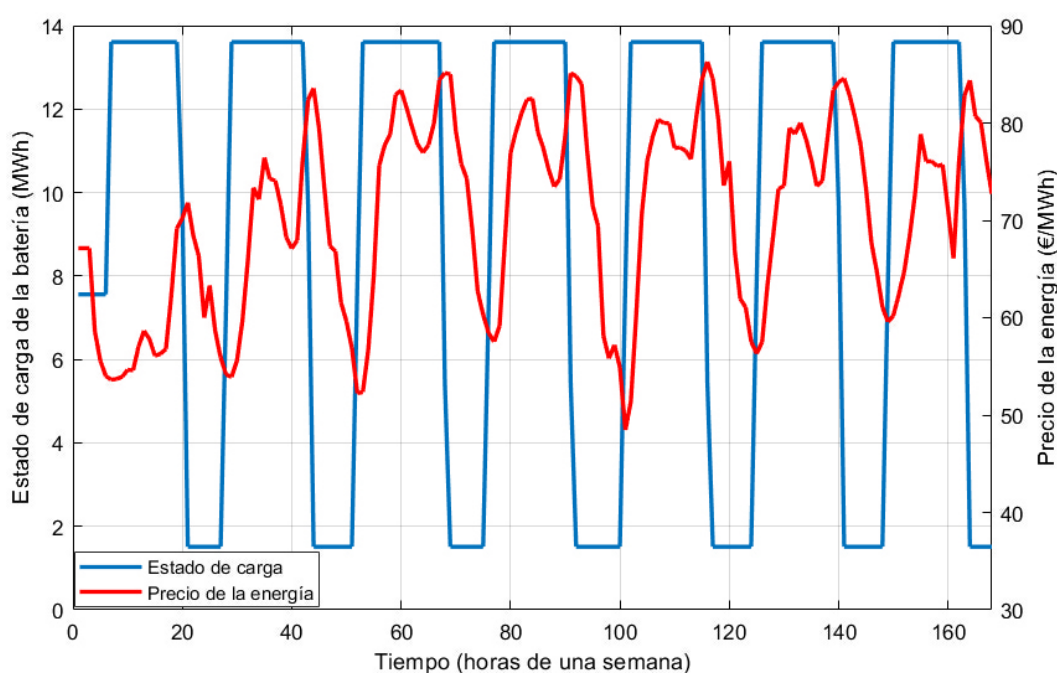


Figura 5.4 Estado de carga de la batería del Modelo 1 durante una semana de invierno.

Partiendo de esos datos, se ve cómo el estado de carga, que parte de la mitad de su energía máxima como bien se indicó en el modelo, va variando conforme el precio de la energía cambia a lo largo de las horas. Dado que el estado de carga depende del estado anterior, la variación del estado de carga no es instantánea, como se puede apreciar. Se observan también los ciclos más o menos similares a lo largo de los siete días de la semana, que suponen un comportamiento de la batería también parecido.

De esta forma, queda patente que cuando el precio sube, el estado de carga baja. Análogamente, cuando el precio de la energía es menor, la batería comienza a cargarse y a almacenar toda la energía posible para, en otro instante posterior en el que suba el precio de nuevo, poder venderla.

Así, queda demostrado el buen funcionamiento del modelo realizado en GAMS para el sistema de almacenamiento y, consecuentemente, el buen funcionamiento de la batería en sí.

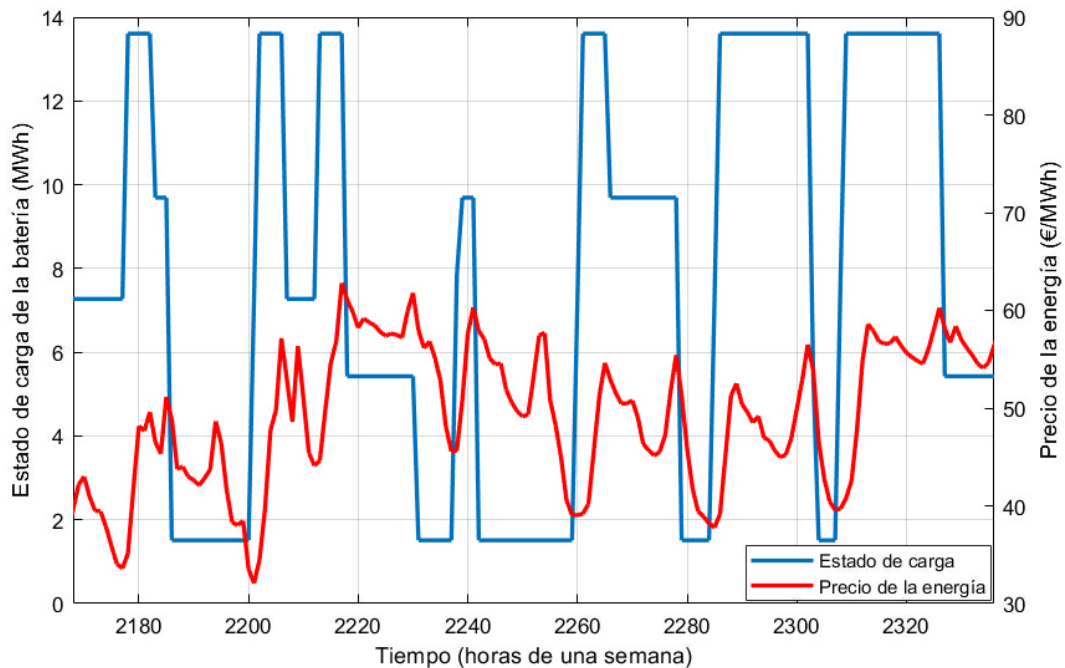


Figura 5.5 Estado de carga de la batería del Modelo 1 durante una semana de primavera.

En la Figura 5.5 se representa el comportamiento de la batería en una semana tipo de primavera. Se toma el intervalo de horas correspondientes a la primera semana de abril. Dado que las gráficas están en la misma escala, lo primero que se puede apreciar es un conjunto de valores de precios, en general, por debajo del visto en la semana de invierno. Haciendo la media, se obtiene 49.24 €/MWh: bastante menos que en la semana estudiada anteriormente. Del mismo modo, también se observa mayor variabilidad a lo largo de los días.

En cuanto a la energía, se tiene un estado de carga acorde a los precios. Así pues, existen más variaciones diarias que en las semanas invernales y se obtiene, para esta semana concreta, una media de 7.65 MWh de energía en la batería.

Existen varios momentos en los cuales el SAE mantiene constante su estado de carga, como al comienzo de la semana (horas entre 2185 y 2200 del año) o la mayor parte de los dos últimos días. También existen días más variables como el segundo día, donde se observan dos picos de carga muy seguidos, o el cuarto, donde se observa un gran pico de subida y otro muy acusado de bajada.

Con todo esto, queda patente el carácter variable del tiempo primaveral y la incertidumbre que supone estudiar el comportamiento del sistema en esta época. A pesar de ello, se observa y se comprueba de nuevo el buen funcionamiento de la batería, cargando y descargando cuando los precios de la energía son menores y mayores respectivamente.

Pasando al verano, se puede observar en la Figura 5.6 el comportamiento durante las horas correspondientes a la segunda semana de julio. Como se ve, los precios de la energía son, en general, mayores que en primavera pero todavía menores que en invierno. Se tiene una media de 51.71 €/MWh sin demasiadas variaciones entre días, como se puede comprobar. En cuanto a la energía de la batería, se tiene una media de 9.14 MWh.

Se observa en la gráfica una tendencia a tener la batería cargada en periodos más o menos largos y estables, del orden de días. A diferencia de en el periodo de primavera, los ciclos son, en cierto modo, similares un día tras otro, lo cual hace pensar en una cierta estabilidad que no se observaba en el caso anterior, tanto en precios como en estado de carga.

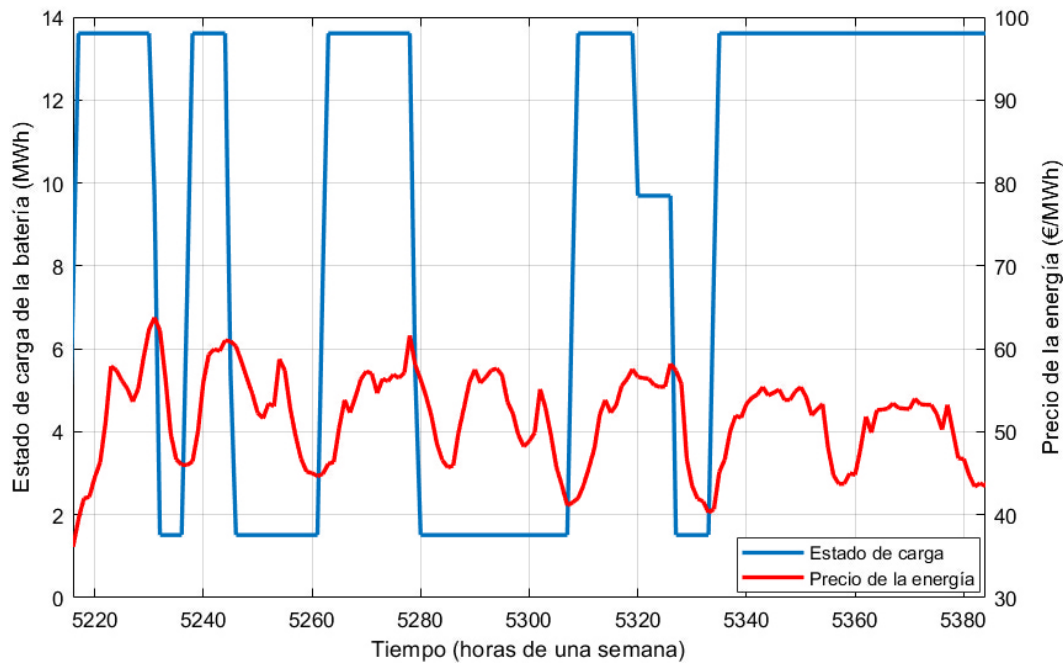


Figura 5.6 Estado de carga de la batería del Modelo 1 durante una semana de verano.

Se tienen varios puntos a destacar, como el ciclo de carga y descarga tan repetitivo que se observa poco antes de la hora 5240 (justo antes de finalizar el primer día), el periodo casi de 24 horas que está la batería descargada, entre las horas 5280 y 5305, o la carga constante de la misma a partir de la hora 5335, manteniéndose en el máximo posible durante más de dos días.

De nuevo, se comprueba que la batería funciona de forma eficiente y que la energía se mantiene en la batería en periodos donde la energía es más cara, en torno a los 43 €/MWh como poco, o bien se vierte a la red desde la misma cuando el precio está por encima de ese valor aproximado.

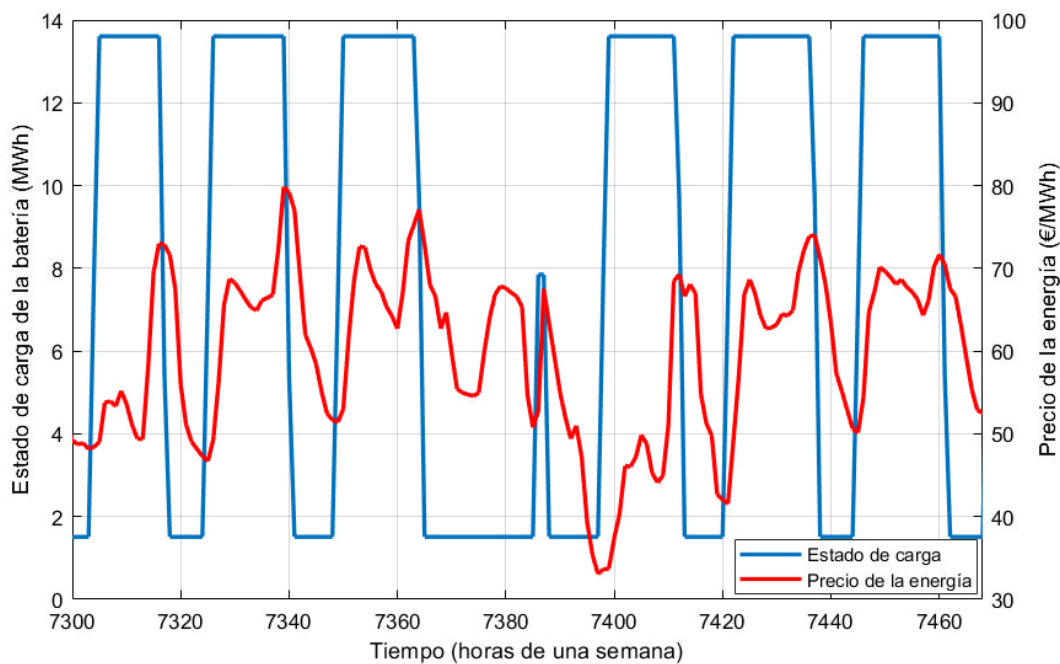


Figura 5.7 Estado de carga de la batería del Modelo 1 durante una semana de otoño.

Llegando al otoño, se escoge una semana correspondiente a primeros de octubre. En primer lugar, se observa un claro aumento de los precios en general, así como de su variabilidad a lo largo del día, aunque no tanto como en primavera. Se tiene una media de 59.66 €/MWh con variaciones y picos reseñables a lo largo de la semana, como la brusca bajada que se observa justo antes de la hora 7400. En cuanto a la energía de la batería, se tiene esta vez una media de 7.95 MWh.

En este caso, pueden verse unas curvas más similares a las de invierno en cuanto a estabilidad y poca variabilidad, pero no con los precios tan elevados. Así pues, existen ciclos más o menos regulares a lo largo de los días de la semana tipo, excepto por una subida observada poco antes de la hora 7380. En ese caso, la batería actúa inyectando un pico de energía y, justo después, bajando hasta su mínimo; todo ello en muy poco tiempo.

Este tipo de situaciones no se dan demasiado, ya que no existen variaciones tan bruscas de una hora a otra en cuanto al precio de la energía. Aun así, existen situaciones puntuales y varios motivos por los cuales estos fenómenos se dan. La batería se comporta correctamente en todo momento, pero no es aconsejable que haya cambios de consigna tan bruscos en tan poco tiempo; sobre todo por la imposibilidad de alcanzar el primer régimen permanente requerido cuando ya se ha solicitado el siguiente.

Por otro lado, se pasa a estudiar la potencia del inversor que se encarga de hacer que la batería se cargue y se descargue. En este caso, en vista de que el comportamiento del inversor siempre es el mismo, sólo se representa la semana correspondiente a la primavera, que es la estación que posee más cambios y disparidades de potencia en cortos espacios de tiempo. Al fondo, en amarillo, se vuelve a representar el *SOC* con el fin de que se vea claramente que el inversor opera de forma correcta y que los cambios en su consigna de potencia se ven reflejados en el estado de carga.

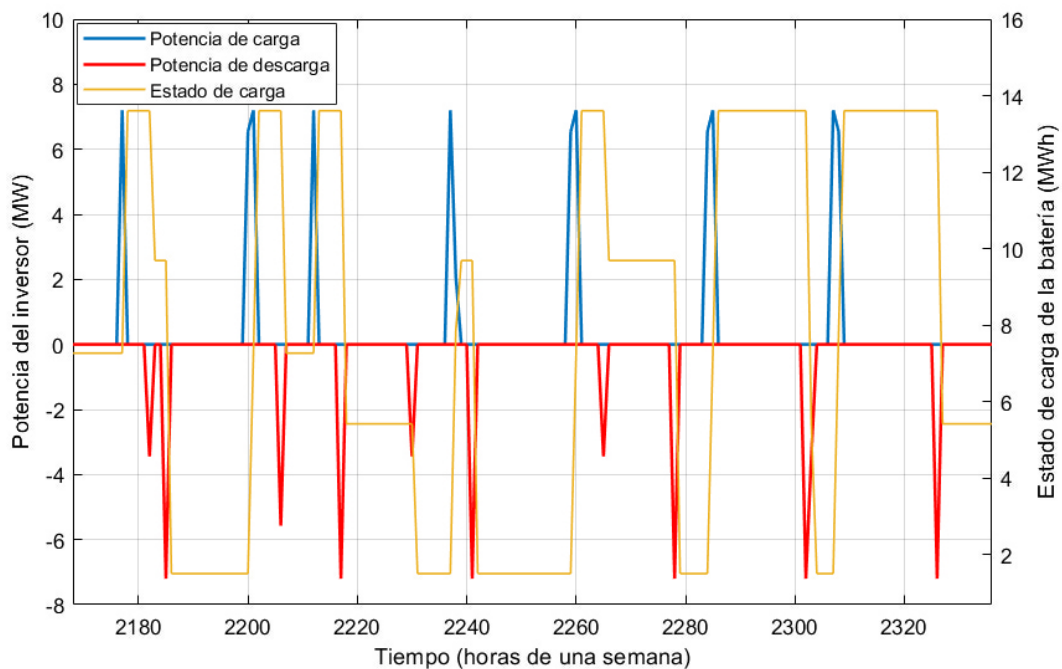


Figura 5.8 Potencia del inversor del Modelo 1 durante una semana de primavera.

En la Figura 5.8 se observa el buen funcionamiento del inversor, proporcionando la potencia necesaria en todo momento para que la batería se cargue y se descargue cuando sea necesario, siempre en función del precio de la energía.

La mayoría de veces, como se puede ver, se inyecta o extrae la máxima potencia de la que dispone el inversor para llegar lo más rápido posible al punto de carga requerido. Sin embargo, existen otras situaciones, como la que se da poco después de la hora 2260, en las que se requiere un estado

de carga intermedio. Es por ello que la potencia descargada es menor de la máxima que puede descargar el inversor. Algo similar ocurre poco después de la hora 2180 o en torno a la hora 2230.

En base a estas cuatro semanas tipo, se pueden establecer una serie de conclusiones generales en relación con el estado de carga de la batería, el precio de la energía y la potencia del inversor del SAE:

- Los precios de la energía son más variables en primavera y otoño, mientras que son más estables en invierno y verano
- Los precios de la energía, en general, son más elevados en los meses de frío y más económicos en los meses de calor
- La batería se comporta de la forma correcta, cargando energía cuando los precios son menos elevados y descargando cuando son más caros
- El inversor actúa correctamente, inyectando o extrayendo potencia de la batería cuando es necesario

Por tanto, se puede atisbar que la batería se encontrará más cargada en los meses de frío, cuando la energía es más cara, y menos cuando haga más calor. En las estaciones intermedias, primavera y otoño, el comportamiento de la batería es más incierto. Como ya se ha comentado, estos datos son en base a una semana tipo de cada estación del año, lo cual no impide que existan comportamientos anómalos en días concretos que no están contemplados en este estudio semanal, más orientado al comportamiento general que al específico.

Con todo lo anterior, queda demostrada la rentabilidad de instalar el SAE definido en el Modelo 1 en el parque eólico. Los beneficios que se obtienen con el almacenamiento superan con creces a los que se obtienen sin él, haciendo posible recuperar la inversión en poco más de cuatro años.

Tabla 5.2 Resultados del Modelo 1: Beneficio máximo con SAE de partida.

Magnitud	Abreviatura (unidades)	Valor numérico
Beneficio con SAE	B (€)	11 338 000
Beneficio sin SAE	B_{sin} (€)	9 778 100
Beneficio neto	$B - B_{sin}$ (€)	1 559 900
Energía del SAE	E (kWh)	15120
Potencia del SAE	P (kW)	7200
Inversión inicial	C_0 (€)	6 603 800
Tiempo de retorno	t_R (años)	4.23

En la Tabla 5.2, quedan recogidos de forma resumida los datos más importantes de la simulación de este primer modelo. Se observa que el retorno es relativamente bueno para haber escogido un SAE sin un criterio firme al comienzo y se comprueba que, pese a tener un almacenamiento que deriva de un simple porcentaje, se ha obtenido un resultado bastante asumible para obtener un beneficio que se ajuste a la realidad y que permite acometer la inversión.

5.3 Resultados con SAE. Modelo 2: Tamaño óptimo del SAE

Para este segundo modelo, se liberaron las variables correspondientes al SAE, es decir, potencia y energía, para que el programa las optimizara sin dejar de maximizar el beneficio.

Las únicas condiciones que se impusieron en este caso fueron que la potencia del inversor del sistema de almacenamiento, P , no superara la potencia pico del parque, es decir, 30 MW, y que la batería se descargara en al menos una hora. Esto se cumplirá siempre que la capacidad de la batería, E , sea mayor o igual a la potencia del inversor. En el conjunto de ecuaciones (4.9) – (4.11) queda recogida toda esa información.

Una vez simulada esta nueva situación, GAMS devuelve un valor de P que se corresponde con su límite superior, es decir, 30 MW. Se estaría hablando de un inversor enorme que es capaz de cargar o descargar la batería con muchísima potencia en cada instante y que difícilmente podría adquirirse.

En cuanto a la capacidad de la batería, E , se obtiene un valor desorbitado de 746 440 MWh, unas 7 veces la energía que el parque produce en un año. Dado que no se impuso ningún tipo de restricción a esta variable, salvo la de que no debía ser menor de la potencia del inversor, la cifra obtenida es claramente imposible de alcanzar. No existe a día de hoy una batería de tal tamaño y, además, supondría junto con el inversor unos costes demasiado elevados; inasumibles.

Los beneficios generados por el parque, dado este tamaño de batería, también se dispararían frente a los beneficios que el parque genera sin SAE. Se obtiene un beneficio anual con SAE de 164 020 000 €. Sin embargo, la asunción de este proyecto no puede cubrirse con el beneficio neto generado por el parque, como se verá a continuación.

$$t_R = \frac{C_0}{B - B_{sin}} \quad (5.3)$$

Si se aplica de nuevo la ecuación del tiempo de retorno, t_R , a este modelo, y teniendo en cuenta que se obtiene un hipotético beneficio final, $B - B_{sin}$, de 154 250 000 €, se obtiene un retorno de unos 1704 años. Esta cifra, de nuevo descabellada, se debe a la inmensa diferencia entre el beneficio neto, antes expuesto, y los 262 800 000 000 € de inversión inicial, C_0 , que indica GAMS en su solución.

Tras repetir la simulación varias veces y con distintos métodos de resolución disponibles, se obtuvieron valores similares de beneficio generado; pero nunca iguales. Esto denota que el programa nunca termina de converger porque el límite de E tiende a infinito y no existe ningún criterio que acote su valor aparte del beneficio. Por tanto, E es lo más grande posible y el programa devuelve ese valor tan elevado cuando realiza un gran número de iteraciones sin converger.

En la Tabla 5.3 se expone el ejemplo usado para demostrar el carácter impreciso de este modelo. Podrían ocupar su lugar otros valores igual de desorbitados sin que variara demasiado el resultado, como ya se ha comentado.

Tabla 5.3 Resultados del Modelo 2: Tamaño óptimo del SAE.

Magnitud	Abreviatura (unidades)	Valor numérico
Beneficio con SAE	B (€)	164 020 000
Beneficio sin SAE	B_{sin} (€)	9 778 100
Beneficio neto	$B - B_{sin}$ (€)	154 250 000
Energía del SAE	E (kWh)	746 440 000
Potencia del SAE	P (kW)	30000
Inversión inicial	C_0 (€)	262 800 000 000
Tiempo de retorno	t_R (años)	1704

Ante este hecho, se pretende mejorar el comportamiento del modelo. Para ello, se impone otra restricción más: desarrollar la potencia del inversor, P , durante dos horas como máximo. Esto fue lo que se diseñó en el Modelo 1 con el SAE predefinido, pero la diferencia con éste es que los valores que se obtengan de E y P los proporcionará GAMS en su optimización y no se impondrán como datos fijos. Esta condición se observa en la ecuación (5.4).

$$E \leq 2 \cdot P \quad (5.4)$$

Así pues, tras realizar una nueva simulación con esta restricción extra, se obtiene de nuevo que tanto la potencia como la energía tomarán los valores máximos posibles. En este caso concreto, dado que la restricción de la ecuación (4.9) impide que la potencia del inversor sea mayor que la del

parque en sí, es decir, mayor a 30 MW, se obtiene una potencia de ese valor y una energía de 60 MWh. Como se ha impuesto, la energía es, como máximo, el doble de la potencia.

Como puede vislumbrarse, se tiene el mismo problema que en el modelo sin mejorar: se necesita al menos una restricción más que impida que los valores de energía y potencia sean siempre los máximos posibles y limitar la energía no es lo apropiado. GAMS interpreta que el beneficio máximo siempre se obtendrá con los valores más altos posibles de P y E y no tiene en cuenta los recursos técnicos y económicos de los que se debería disponer para acometer el proyecto. Por ello, da igual cualquier limitación impuesta a la potencia o energía del sistema; éste necesita ser acotado desde otra perspectiva.

Tabla 5.4 Resultados del Modelo 2 mejorado: Tamaño óptimo del SAE.

Magnitud	Abreviatura (unidades)	Valor numérico
Beneficio con SAE	B (€)	12 755 000
Beneficio sin SAE	B_{sin} (€)	9 778 100
Beneficio neto	$B - B_{sin}$ (€)	2 976 500
Energía del SAE	E (kWh)	60000
Potencia del SAE	P (kW)	30000
Inversión inicial	C_0 (€)	26 460 000
Tiempo de retorno	t_R (años)	8.89

En la Tabla 5.4 se observa el resumen de este intento de mejora aplicado al Modelo 2. Como se puede ver, ahora la energía se encuentra acotada por la restricción definida en la ecuación (5.4) y, por tanto, alcanza el valor máximo posible. Se obtiene un beneficio neto bastante elevado, pero no es comparable a la gran inversión que se debería acometer.

Se obtiene un retorno que roza los 9 años, valor deficiente para la vida útil de unos 10 años que se le presupone a la batería. Además, existen ciertos límites técnicos que dificultarían la implantación de un SAE de tan elevado tamaño en relación con el parque eólico con el que trabaja. De esta forma, este modelo mejorado, aunque convergente, sería un proyecto que difícilmente podría acometerse en la vida real.

Como conclusión a los resultados de este modelo, puede decirse que se necesitan limitar los valores de P y E a través de otras variables que no sean éstas mismas. Así pues, cualquier limitación impuesta en potencia, energía o ambas a la vez, se traduce en que ambos parámetros se disparen a sus máximos, ya que siempre se busca maximizar el beneficio. Por este motivo, tanto potencia como energía deben limitarse de forma indirecta, mediante otra u otras variables que puedan optimizar mejor el SAE.

5.4 Resultados con SAE. Modelo 3: Tamaño óptimo del SAE para *pay-back* fijo

En vista del modelo anterior, se ha de encontrar una forma de fijar correctamente el tamaño de la batería del SAE. Dado que en ningún caso se tiene en cuenta *per se* la inversión inicial, salvo para el resultado del modelo una vez realizado éste, se intenta incluir en la programación de esta tercera simulación.

Como ya se vio en el apartado anterior, las ecuaciones que definen el presente modelo, especificadas en el grupo (4.12) – (4.15), incluyen y modelan la inversión inicial como variable, C_0 , así como el tiempo de retorno como parámetro fijo, t_R . Para este último, se le otorga un primer valor de 5 años. Tras ejecutar la simulación, se obtiene un tamaño del SAE óptimo para maximizar el beneficio y recuperar la inversión inicial en dicho periodo.

Se consiguen unos valores de energía y potencia para el SAE, E y P , de 19600.30 kWh para la capacidad de la batería y 8909.23 kW para la potencia del inversor. Estos valores no distan mucho de los vistos en el Modelo 1, ya que el retorno con dicho modelo estaba en 4.23 años y el de éste, se ha fijado en 5.

En cuanto a los beneficios en caso de implantar el SAE, se obtiene un valor de 11 475 000 € cada año, lo cual supone un beneficio neto, $B - B_{sin}$, de 1 696 900 €. Los beneficios que se perciben actualmente, sin SAE, son de nuevo 9 778 100 € anuales.

Efectivamente, al aplicar la ecuación correspondiente al retorno, t_R , incluida en el modelo y ampliamente comentada anteriormente, devuelve con exactitud de cuatro cifras decimales un *pay-back* de 5 años. La inversión inicial, en este caso, sería de 8 485 100 €. Estos costes son, en general, asumibles; se trata de una cifra relativamente normal en instalaciones de esta índole.

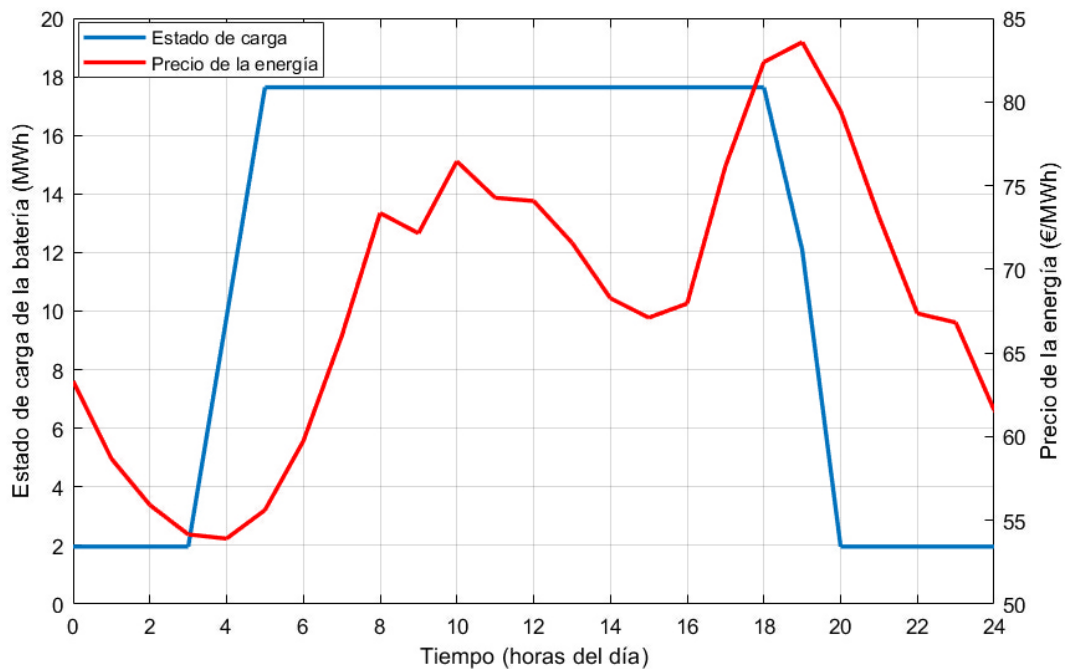


Figura 5.9 Estado de carga de la batería y precio de la energía del Modelo 3 cada hora de un día tipo.

En la Figura 5.9, puede observarse que la forma que adquiere el estado de carga de batería a lo largo de un día tipo (el mismo que en el Modelo 1) no cambiará apenas, ya que depende del precio de la energía. Este dato no ha variado conforme se han ido añadiendo otros modelos, por lo que la gráfica presentada y sus explicaciones correspondientes son perfectamente extrapolables al primer modelo estudiado.

Se vuelven a apreciar los límites del porcentaje máximo, del 90%, y mínimo, del 10%, sobre el estado de carga de la batería. También, se comprueba de nuevo el buen funcionamiento de la misma, cargándose en las horas en que los precios de la energía suben y vertiendo energía cuando los precios bajan. Los momentos más característicos de este día concreto pueden ser el cambio en torno a la hora 3, donde la batería comienza a cargarse y se mantiene estable en su máximo durante varias horas, y la subida en torno a las 17 horas, donde la batería se descarga de nuevo hasta su mínimo.

De esta forma, queda demostrado de nuevo el correcto funcionamiento del modelo, esta vez el Modelo 3, y por tanto de la batería. Se recuerda que éste es un día tipo y que el comportamiento en cualquier día del año será más o menos similar. Sin embargo, pueden existir días en los que la demanda no sea la esperada, los precios varíen y la batería se comporte de forma diferente.

De forma análoga, se pasará a analizar ahora una semana tipo de cada estación del año y se comparará con los resultados obtenidos del mismo periodo en el Modelo 1. Evidentemente, se toman los mismos lapsos de tiempo para poder comparar correctamente y llegar a conclusiones válidas a partir de esas comparaciones.

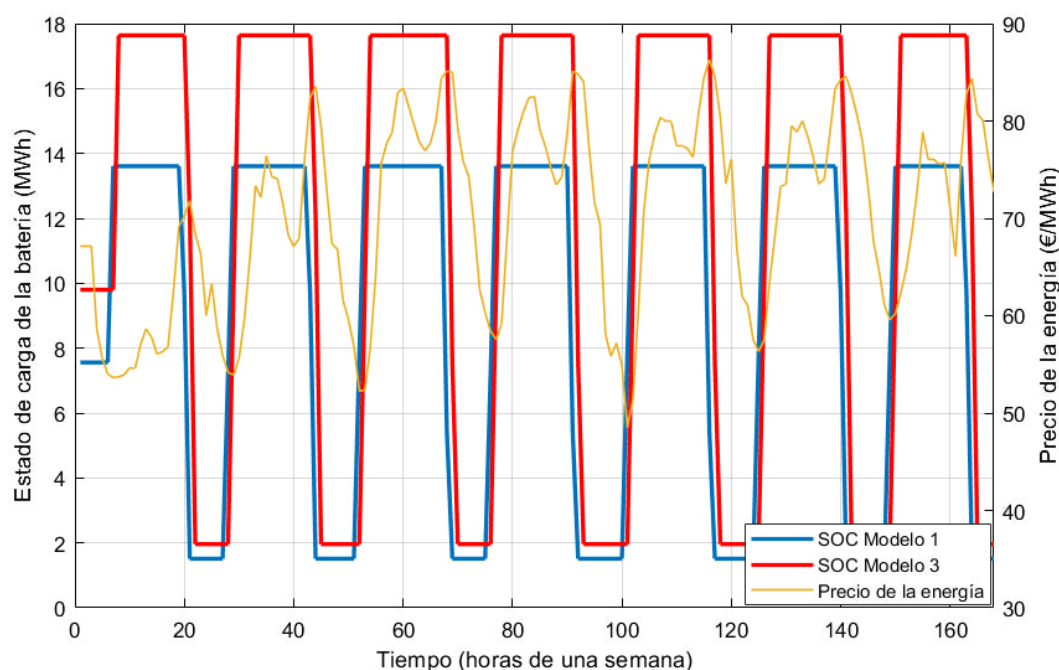


Figura 5.10 Comparación del SOC de los Modelos 1 y 3 durante una semana de invierno.

Así pues, en la Figura 5.10 se puede observar el comportamiento de la batería, es decir, su estado de carga, durante la primera semana del mes de enero. Se tiene el mismo precio medio de 70.39 €/MWh y un estado de carga medio de 11.96 MWh.

Las conclusiones extraídas son prácticamente las mismas que en el Modelo 1 a excepción de unos mayores valores tanto de P como de E . Dado que los precios no varían, se obtienen unos ciclos de igual dimensión pero más profundos en cuanto a carga y descarga. Esto deviene en una mayor capacidad para almacenar y extraer energía y también en una mayor potencia. Así pues, en invierno existe una tendencia de ciclos prácticamente iguales día tras día, con amplitudes de precio poco variables.

En cuanto a la forma de la curva, se observa una clara diferencia entre la altura que alcanza el SOC en el Modelo 1, poco menos de 14 MWh, y la que alcanza en el Modelo 3, cercana a 18 MWh. Se tiene un incremento porcentual de casi el 29%, lo cual provoca, como ya se ha comentado, unas cifras más elevadas en los elementos que conforman el SAE, que son capaces de almacenar más energía.

En la Figura 5.11 se observa el estado de carga de la batería durante la misma semana primaveral que se analizó en el Modelo 1. En este caso, se obtiene el mismo precio medio de 49.24 €/MWh y un nivel medio de carga de 9.96 MWh.

Otra vez, pueden observarse unas curvas muy similares en los dos modelos que, de nuevo, difieren en las capacidades máxima y mínima de carga. Por lo demás, el comportamiento es prácticamente calcado. Se ve claramente cómo el estado de carga, en ambos casos, fluctúa según varíe el precio de la energía.

Se remarca de nuevo el carácter cambiante de esta época del año en la que cada día difiere bastante del anterior en casi todos los aspectos. Los ciclos de carga y descarga son bastante dispares, vistas

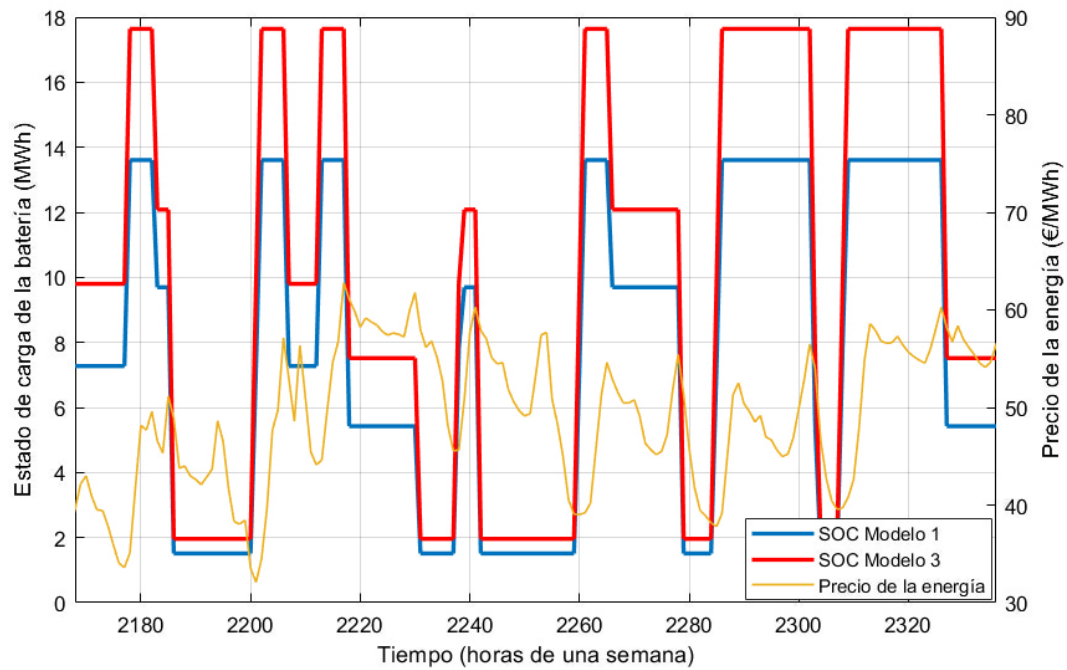


Figura 5.11 Comparación del SOC de los Modelos 1 y 3 durante una semana de primavera.

las grandes fluctuaciones que existen en el precio de la energía. Así pues, se puede concluir que este periodo es el más incierto de los cuatro que se han analizado.

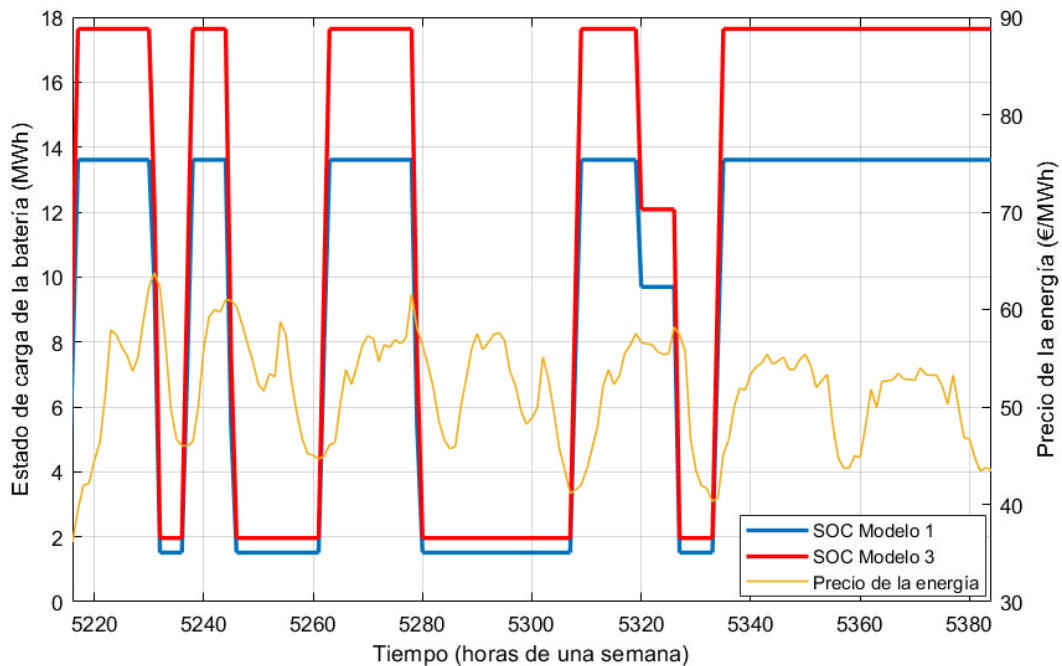


Figura 5.12 Comparación del SOC de los Modelos 1 y 3 durante una semana de verano.

En la época estival, la Figura 5.12 muestra cómo actúa la batería ante los cambios de demanda y precio de la energía. En esta semana tipo, se tiene un precio medio de 51.71 €/MWh y una carga media en la batería de 11.81 MWh.

Una vez más, no se aprecian diferencias en la forma de las curvas, sino en la amplitud de las mismas. La batería se comporta de forma muy parecida a como lo hacía en el Modelo 1 excepto

porque posee más capacidad de carga. Se recuerda también la menor variabilidad de ciclos con respecto a la primavera en esta época del año, donde, en general, los días son muy parecidos en cuanto a demanda y, por tanto, en cuanto a precio de la energía.

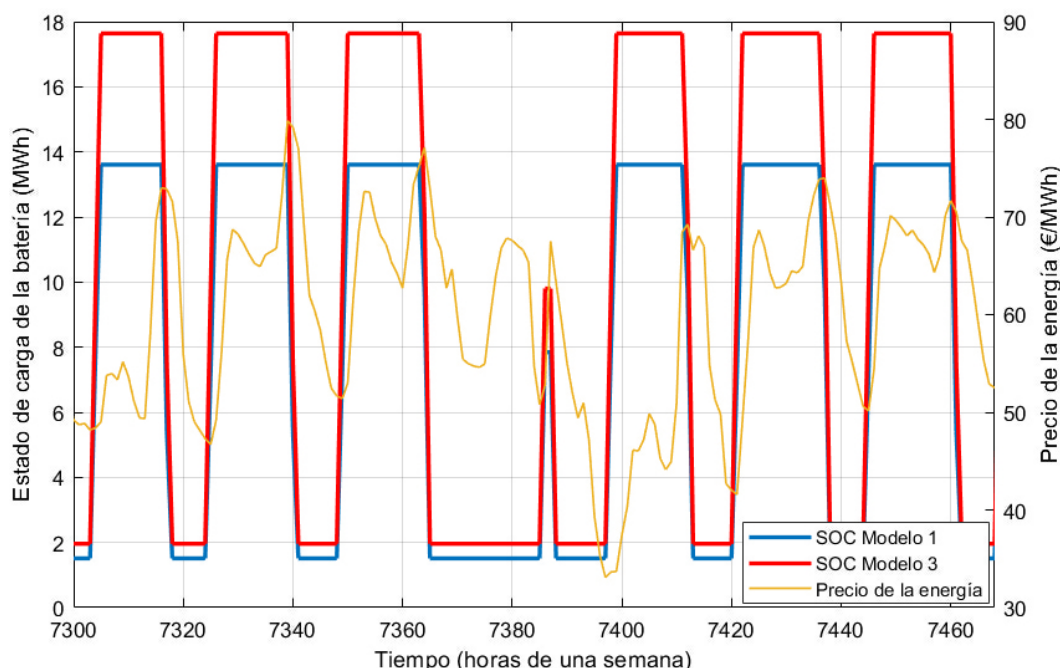


Figura 5.13 Comparación del SOC de los Modelos 1 y 3 durante una semana de otoño.

Por último, la Figura 5.13 muestra frente al tiempo los ciclos de carga y descarga que presenta la batería en otoño. En esta semana de estudio, el precio medio es de 59.66 €/MWh y la energía media almacenada en la batería es de 10.31 MWh.

Las curvas, como era de esperar, son idénticas en forma y dispares en cuanto a capacidad de carga y descarga, con el mismo porcentaje de diferencia. Se destaca la similitud del otoño y el invierno en cuanto a la escasa diferencia entre días consecutivos, salvo excepciones puntuales. Sin embargo, como se comentó en el análisis del Modelo 1, los precios son todavía algo inferiores a los de la semana de enero analizada.

Como conclusión del análisis del estado de carga, se puede decir que la mayor capacidad de la batería hace que el sistema se comporte mejor, dado que el porcentaje que aumenta la misma es casi en su totalidad para almacenar más energía. El límite inferior es ligeramente peor en el Modelo 3, como se observa en las figuras, pero no es relevante si se compara con lo que se gana en capacidad en el límite superior.

Pasando a las potencias de carga y descarga, se han tomado dos días de referencia de una semana primaveral para el análisis. El motivo de ello es que se observe de forma clara el comportamiento del inversor, por lo que no aparecen ni el estado de carga de ninguno de los dos modelos ni el precio de la energía. Además, si se estudia un periodo de una semana completa, la escala aumenta y no se observan con claridad la altura de los diferentes picos.

Así pues, en la Figura 5.14 se observa claramente el comportamiento del inversor en ambos modelos. De nuevo, los picos de potencia son bastante similares. Se dan justo en los mismos instantes de tiempo y tienen prácticamente la misma forma. El hecho de que el inversor del Modelo 3 sea más potente es el que permite que puedan darse estas variaciones de potencia. En el caso de este modelo, se tiene una potencia nominal del inversor un 24% mayor que en el Modelo 1.

Así pues, se concluye en este punto que la profundidad de carga y descarga es un poco más acusada, lo que hace que la batería del Modelo 3 obtenga, por poco, un mejor rendimiento. Este

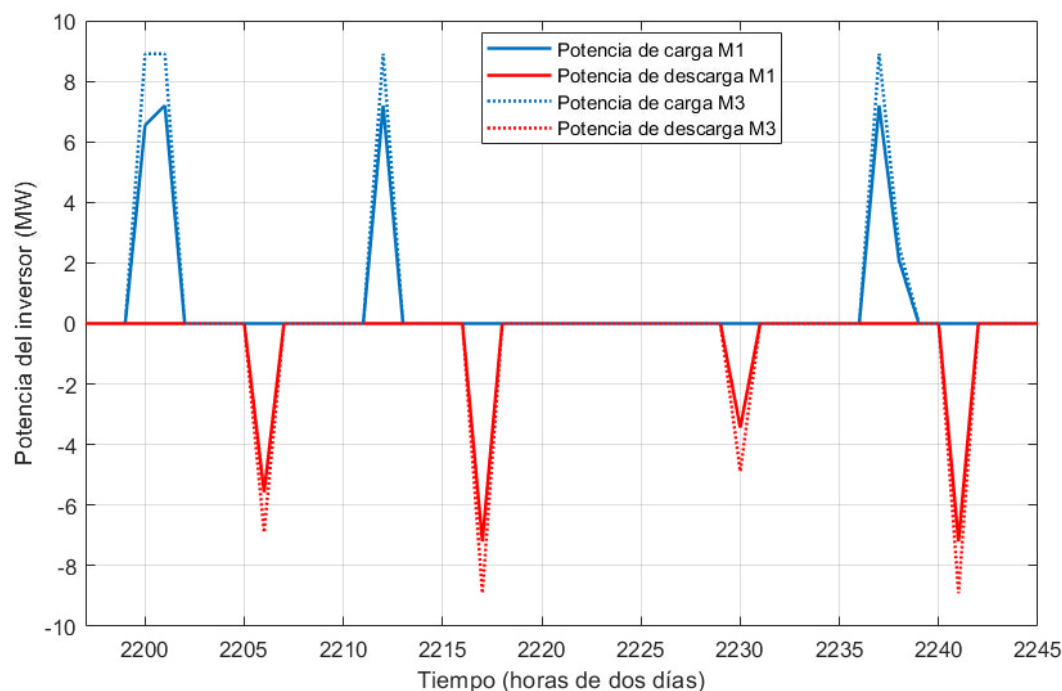


Figura 5.14 Comparación de la potencia del inversor de los Modelos 1 y 3 durante dos días de primavera.

hecho, sumado a la mayor potencia nominal del inversor del Modelo 3, hace que el beneficio sea mayor y, por tanto, los valores obtenidos sean los mejores para E y P que pueden obtenerse para un retorno como el que se pretende alcanzar.

Una vez revisado el comportamiento de la batería en su totalidad, se puede concluir también que este modelo funciona correctamente y que devuelve unos valores razonables de dimensionamiento del SAE en tanto que posee unos costes asumibles y unos datos de E y P relativamente usuales.

Las conclusiones que se extrajeron en el Modelo 1, haciendo referencia al encarecimiento de los precios, así como su menor fluctuación entre días, en los meses más fríos y al abaratamiento y mayor variabilidad de los mismos en los meses calurosos, son perfectamente aplicables a este modelo. Además, queda de nuevo patente el buen comportamiento tanto de la batería como del inversor en este Modelo 3.

En el caso de que se escogieran diferentes tiempos de retorno, como se hará a continuación para vislumbrar la evolución de las características del SAE óptimas, se deberían obtener sendas curvas paralelas según el tamaño final del SAE y, por ende, de su estado de carga en cada instante.

Por tanto, en la Tabla 5.5 se muestran los resultados finales de este Modelo 3, tal y como se viene haciendo con todos demás los modelos estudiados.

Tabla 5.5 Resultados del Modelo 3: Tamaño óptimo del SAE para *pay-back* fijo.

Magnitud	Abreviatura (unidades)	Valor numérico
Beneficio con SAE	B (€)	11 475 000
Beneficio sin SAE	B_{sin} (€)	9 778 100
Beneficio neto	$B - B_{sin}$ (€)	1 696 900
Energía del SAE	E (kWh)	19600.30
Potencia del SAE	P (kW)	8909.23
Inversión inicial	C_0 (€)	8 485 100
Tiempo de retorno	t_R (años)	5.00

5.4.1 Cambios en el *pay-back*: tamaño del SAE, inversión inicial y beneficios

A partir de este momento, se puede ir variando el parámetro t_R con el fin de vislumbrar cómo varía el tamaño del SAE en función del tiempo de retorno que se desee obtener. En la Tabla 5.6 se puede observar la evolución de los parámetros a los que les afecta de forma directa o indirecta la variación del parámetro t_R , es decir, el número de años máximo para recuperar la inversión inicial.

Las magnitudes que se presentan en la tabla son las mismas que las de la tabla anterior y tienen las unidades que se indican. El tiempo de retorno, t_R , situado en cada columna y caracterizado para valores situados entre 1 y 5, se mide en años.

Tabla 5.6 Comparación de magnitudes para diferentes tiempos de retorno.

Magnitud (uds.)	$t_R = 1$	$t_R = 2$	$t_R = 3$	$t_R = 4$	$t_R = 5$
B (€)	10 949 000	11 047 000	11 164 000	11 304 000	11 475 000
B_{sin} (€)	9 778 100	9 778 100	9 778 100	9 778 100	9 778 100
$B - B_{sin}$ (€)	1 170 900	1 268 900	1 385 900	1 525 900	1 696 900
E (kWh)	2704.27	5863.14	9601.78	14095.92	19600.30
P (kW)	1229.21	2665.06	4364.45	6407.24	8909.23
C_0 (€)	1 170 900	2 538 200	4 156 700	6 102 300	8 485 100

Con todos estos datos hallados, se puede pasar a representarlos gráficamente y a estudiarlos con detenimiento en función del tiempo de retorno que se tome. Se analizarán el tamaño del SAE dividido en capacidad de almacenamiento y potencia del inversor, la inversión inicial y los beneficios del parque, así como su relación.

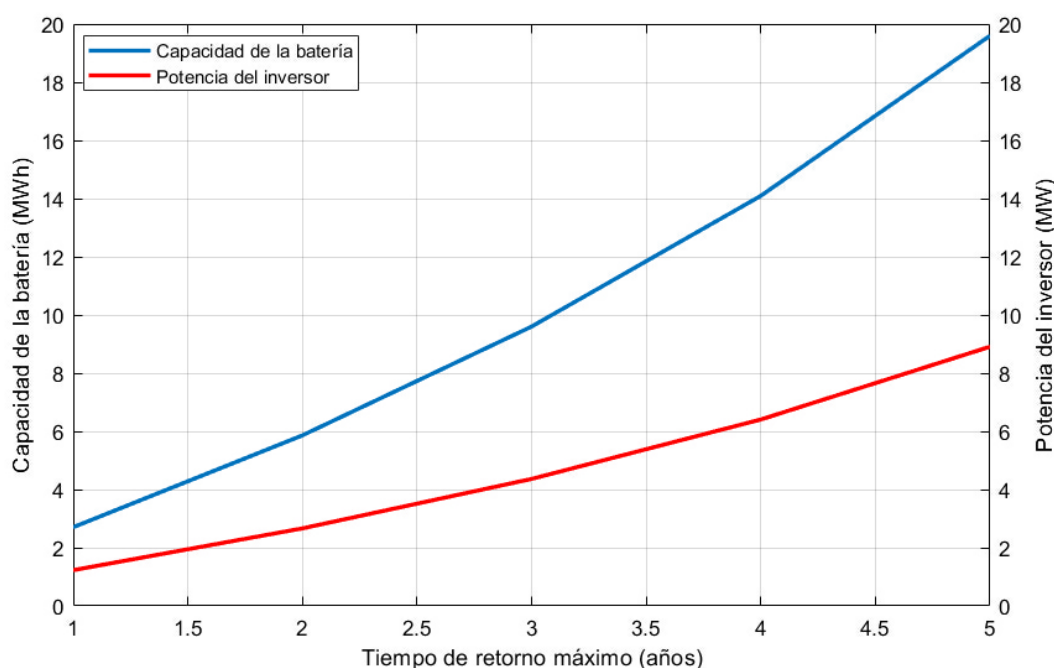


Figura 5.15 Variación de E y P del SAE según el tiempo de retorno.

Poniendo atención en los parámetros que definen el SAE, se puede comprobar en la Figura 5.15 que la capacidad máxima del sistema de almacenamiento, E , va creciendo de forma más acusada que la potencia del inversor, P . Se observa en ambos casos un crecimiento no lineal, es decir, crecen más rápido conforme el tiempo de retorno es mayor.

Derivado de esto, puede atisbarse que no será demasiado eficiente colocar un SAE mucho más grande que el correspondiente a 5 años de retorno. Con un *pay-back* mayor, los valores del SAE crecerían tanto que la asunción del proyecto asociado al mismo se tornaría cada vez más difícil. Por este motivo, no se sigue cambiando valores a más años de retorno: por la imposibilidad técnica y económica, con un crecimiento acelerado, que ello conlleva.

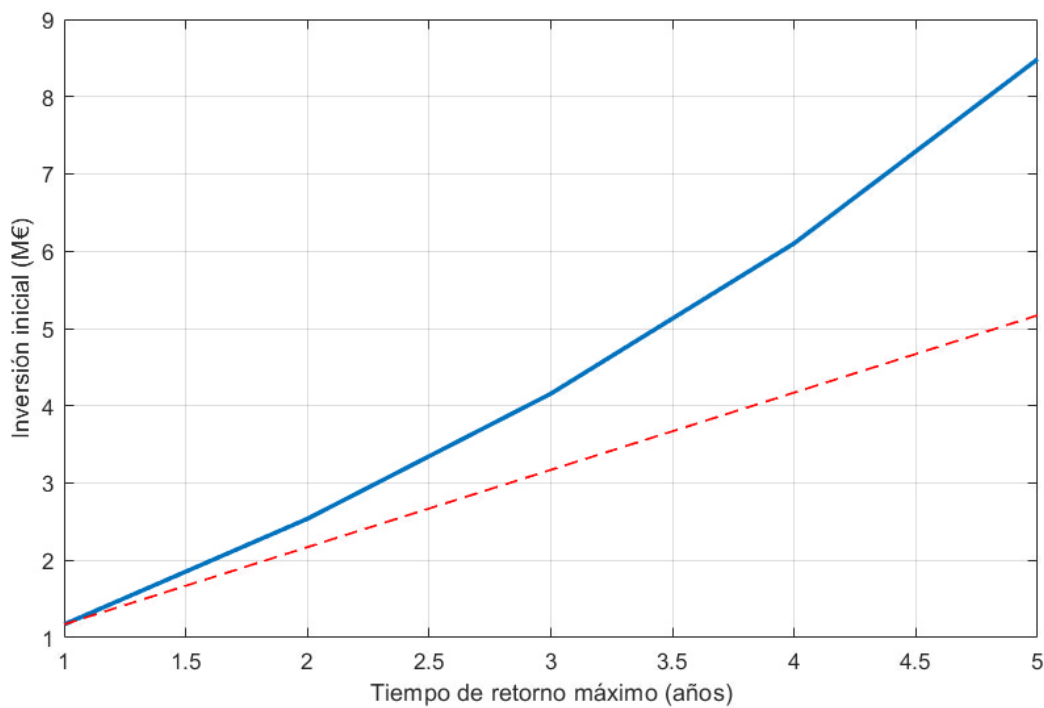


Figura 5.16 Inversión inicial del SAE según el tiempo de retorno.

En la Figura 5.16 se pone de manifiesto dicho crecimiento, pero asociado a la inversión, que se asemeja a una curva cuadrática o incluso cúbica. Se expresa también la recta de referencia que daría valores a la inversión si ésta fuera lineal, apreciándose una clara diferencia entre ambas que se acentúa más para valores más elevados del tiempo de retorno.

De hecho, si se realiza una rápida comparación entre la curva de la capacidad del SAE de la Figura 5.15 y la Figura 5.16, se puede apreciar que tienen una forma bastante similar y que tienden a ser paralelas. Esto es debido en gran medida a que el peso que tiene la energía máxima del SAE en la ecuación que modela la inversión es bastante mayor que el que tiene la potencia: 352 frente a 178 euros por cada unidad de energía o potencia que se requiera, respectivamente.

Por último, en la Figura 5.17 se puede observar el beneficio neto que se obtendría para cada tiempo de retorno escogido, hasta 5 años. Realmente, este es el beneficio con el que se trabaja en el proyecto para analizar si es viable o no acometer la inversión del SAE. En el eje de ordenadas derecho, aparecen tanto el beneficio bruto que se generaría en caso de poner el SAE, según el Modelo 3, como el beneficio del parque sin SAE, siempre constante.

Se observa de nuevo un crecimiento acelerado, esta vez del beneficio obtenido con SAE y, por tanto, del beneficio neto anual dado el carácter constante del beneficio sin SAE.

Como resumen de estas variaciones del tiempo de retorno, se puede decir que, definitivamente, conviene acometer la inversión en un SAE siempre y cuando se tenga en cuenta el *pay-back* en proporción a la vida útil que proporcionaría la batería. Del mismo modo, puede vislumbrarse que a partir de los cinco años de retorno no conviene demasiado implementar un SAE debido al encarecimiento no lineal del mismo.

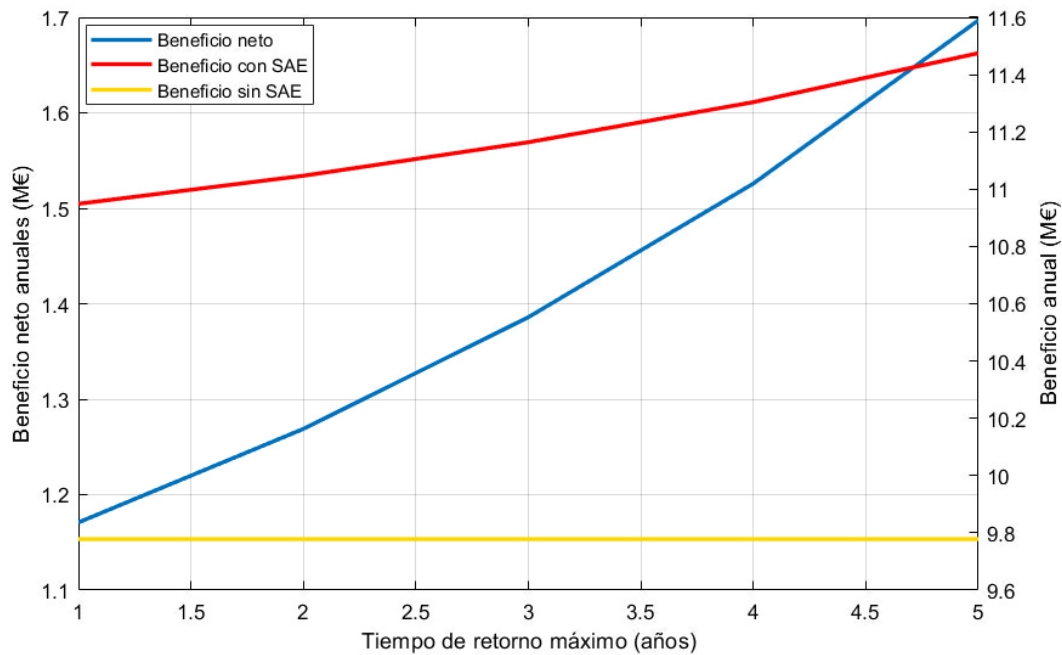


Figura 5.17 Beneficios del parque según el tiempo de retorno.

Esto, sumado a la vida útil de las baterías de ion-litio, que oscila en torno a los 10 años, permite concluir definitivamente que no es interesante pensar en un beneficio a mucho más largo plazo. Además, otros factores importantes como los potenciales intereses correspondientes a un crédito bancario, la actualización del dinero o la incertidumbre acerca de los costes de operación y mantenimiento anuales del SAE son determinantes a la hora de acometer o no la inversión. Es por ello que se debe tener cuidado y adoptar una posición prudente en todo caso.

6 Conclusiones

Para acabar, en este apartado se expondrán las conclusiones finales de este Trabajo de Fin de Grado, así como las diferentes fronteras del mismo: estudios o modelos que quedarían fuera del presente proyecto. Se añadirán también algunas líneas sobre el camino a seguir en estas investigaciones, así como sus proyecciones para un futuro no lejano.

6.1 Conclusiones finales

La motivación principal de este proyecto era vislumbrar si era energética y económicamente viable adquirir un sistema de almacenamiento de energía e incorporarlo a un parque eólico de cierta potencia. Para ello, se ha usado el software GAMS, especializado en optimización de funciones. Las simulaciones se realizan en base a maximizar en todo caso el beneficio obtenido con el parque y pretenden optimizar todas las variables que se dejen libres.

Así pues, a modo de síntesis, será necesario tener en cuenta y tener claros los siguientes conceptos y corolarios con el fin de poder conocer el estado final al que se ha llegado tras este estudio. De este modo, aquí se presentan las conclusiones más importantes a las que se puede llegar tras analizar todo lo expuesto anteriormente:

- El beneficio siempre será la función a maximizar en todos los modelos
- La incorporación del SAE será viable siempre y cuando se dimensione correctamente
- Los valores del SAE tenderán a infinito si no se restringen de ninguna forma
- El tiempo de retorno fijo proporciona una condición para modelar el SAE de forma correcta
- No conviene trabajar con un *pay-back* demasiado elevado debido a limitaciones técnicas y económicas
- Cada vez es más viable incorporar un SAE a cualquier planta renovable

Los resultados obtenidos tras escoger el parque eólico El Cabrito, de 30 MW y situado en Tarifa, como referencia para los modelos y simulaciones, permiten vislumbrar que el proyecto consistente en incorporar un SAE para la mejor gestión de la energía será viable siempre y cuando se fije un tiempo de retorno o *pay-back* máximo, así como cualquier otra variable de la cual dependa la asunción del proyecto. De lo contrario, el programa devuelve siempre un valor que tiende a infinito para los parámetros que modelan el SAE: mientras mayor sea el sistema de almacenamiento, mayores serán los beneficios; sin ninguna restricción más.

De esta forma, se puede concluir que cada vez es más interesante el estudio de la incorporación de los sistemas de almacenamiento asociados a los parques renovables, ya sean eólicos, fotovoltaicos o de cualquier otra índole. Con el abaratamiento de las baterías, así como con su mejora en todos los aspectos, unido a un mejor aprovechamiento de la energía y a una inclusión cada vez más unificada

de las renovables en red, se está consiguiendo y se conseguirá en el futuro una sustitución casi completa de las grandes centrales por una generación más distribuida.

6.2 Limitaciones del proyecto

Como todo proyecto, éste posee ciertas limitaciones y barreras que o bien son infranqueables, o bien escapan de los objetivos del estudio que aquí se presenta.

En primer lugar, como ya se ha mencionado, una de las posibles fuentes de error, por pequeño que sea, es que no se ha tenido en cuenta un modelo exacto de cálculo para obtener el tiempo de retorno que se usa en los modelos estudiados. De todas formas, como ya se ha explicado, el error cometido es menor a medida que el tiempo de duración del proyecto es más pequeño. Para este caso concreto, en el que el *pay-back* rara vez va a superar los 5 o 6 años, está justificado el uso de la fórmula aproximada. Sin embargo, sería conveniente observar cuánto varían los valores obtenidos si se usan las fórmulas correspondientes al *VAN* y al *TIR* y de esta forma, observar el error cometido usando la aproximación.

Otro posible obstáculo que impide el mejor desarrollo de este proyecto puede ser el relativamente corto periodo de tiempo que se ha estudiado. En la mayoría de medidas en las que está involucrado el viento se estudian series de varios años y de valores más pormenorizados que los que se incluyen en este trabajo, del orden de minutos. Esta información está restringida y no es de acceso público, por lo que se hace bastante complicado acceder a datos que se incluyan en cortos periodos de tiempo y a grandes escalas, esto es, por ejemplo, datos cada diez minutos durante ocho o diez años.

En este sentido, lo mejor que se ha encontrado han sido datos horarios que, si bien proporcionan una aproximación aceptable a la realidad, hacen que los valores obtenidos en la carga y la descarga de la batería y, por ende, en el estado de carga de la misma, sean demasiado dispares de un instante a otro. Esto provoca que las curvas no sean suaves y que se tomen valores muy distanciados unos de los otros para dos instantes contiguos cualesquiera, lo cual es también fuente de errores.

El hecho de haber simplificado las turbinas que se incluyen en el parque, pasando a diez turbinas idénticas en detrimento de las doce existentes en el parque real, divididas en dos grupos, también puede añadir cierto error en los datos de potencia generada. Este error trató de paliarse con la inclusión del coeficiente c , cuando se modeló el parque. Este coeficiente, con valor de 0.73, reduce de forma importante la potencia que el parque genera en el modelo, por lo que se debe tener en cuenta en todo momento en caso de no usar dos tipos de turbina de distinta potencia.

Por último, también se ha hecho alusión varias veces a la vida útil de la batería. En este caso, se ha tomado un máximo de unos diez años. Esto ha condicionado severamente todas las simulaciones realizadas, sobre todo la del Modelo 3, en donde se tiene en cuenta el tiempo de retorno. La vida útil de las baterías va a mejor, pero aún continúa siendo un obstáculo que no es fácil de superar. El valor tomado ha sido optimista dado que, aunque la media esté cercana a esa cifra, no se han tenido en cuenta factores como el efecto negativo producido por la temperatura, la autodescarga o el deterioro natural que la batería tendría con el paso del tiempo. Estas cuestiones pertenecerían a un estudio más exhaustivo de la batería en sí.

Con todo, se considera que estos errores son de relativamente poca importancia en este proyecto debido al tratamiento conservador que se le ha dado a la tasa de retorno así como a los límites inferiores y superiores de carga y descarga de la batería. Esto permitirá corregir o solventar esos pequeños errores derivados de la batería por el mero hecho de usarla.

6.3 Trabajos futuros

En cuanto a los trabajos que pueden surgir a partir de éste, destacan tanto las mejoras en las baterías como la mayor y más eficiente inclusión de las mismas en la estabilidad de la red.

Como se ha comentado con anterioridad, las baterías de ion-litio como las que se han modelado en este proyecto, están en constante evolución y cada vez se apuesta más por ellas debido a su abaratamiento y a sus mejoras en cuanto a capacidad, durabilidad, rendimiento y prestaciones. Este hecho hace que, a medida que pasen los años, este proyecto aquí presentado cobre más sentido. La energía eólica disponible no variará pero será captada de forma más eficiente debido a mejores aerogeneradores. Las baterías, como ya se ha demostrado, serán mejores en todo a medida que pase el tiempo.

Por otro lado, recientemente está en auge el estudio del uso de las grandes centrales renovables, de más de 1 MW, para la regulación primaria y secundaria de la red. Para ello, se debe dotar al parque eólico de un sistema de control de frecuencia que simule la inercia necesaria para participar en las regulaciones. Esto puede realizarse mediante cierta reserva de potencia que el parque utilizaría para inyectar a la red en caso necesario, normalmente hasta el 20 % de la capacidad del parque [24]. También puede hacerse mediante un sistema de almacenamiento de energía. En este caso, cierta parte de la carga del SAE quedaría en reserva para participar en la regulación potencia-frecuencia de la red.

Por la regulación primaria, es decir, a nivel local, no se perciben actualmente retribuciones. Sin embargo, por tener cierta potencia reservada, ya sea a través del SAE o por mera producción del parque, para la regulación secundaria entre diferentes áreas, sí que se retribuye a los parques renovables que participen. Sería conveniente en este contexto incluir dichas retribuciones en proyectos futuros, ya que aportarían más beneficios en el sistema y, por tanto, rentabilizarían más rápidamente el SAE instalado.

Apéndice A

Programa de optimización de GAMS.

Modelo 3: Tamaño óptimo del SAE para *pay-back* fijo

En este apéndice se adjunta el código usado en el Modelo 3 del presente proyecto. Este modelo es el más completo de los usados y sólo se debe ir cambiando el parámetro del retorno, TR en el programa, para obtener los distintos valores óptimos de E y P y así dimensionar el SAE según se requiera un tiempo de recuperación u otro:

```
1 $title "Modelo_3"
2 $Eolcom #

4 set
5   t "periodos" /t0*t8760/

7 set
8   subt(t);
9   subt(t) = yes;
10  subt("t0") = no;
11  *En el instante t0 las ecuaciones no valen, por lo que no se toma en cuenta
    ese valor

13 scalar
14  *Parámetros del SAE
15   pP "precio potencia (euros)" /178/
16   pE "precio energía (euros)" /352/
17   nc "rendimiento de carga (p.u.)" /0.88/
18   nd "rendimiento de descarga (p.u.)" /0.88/
19  *Límites del parque
20   Pgmax "potencia generada máxima (kW)" /30000/
21   Pgmin "potencia generada mínima (kW)" /0/

23 table
24  *Precio de la energía
25  datprecios(t,*)
26  $ondelim
27  $include precio_definitivo.csv
28  $offdelim;

30 table
31  *Potencia de un aerogenerador
```

```

32 datpotencia(t,*)
33 $ondelim
34 $include viento_definitivo.csv
35 $offdelim;

37 variables
38 *Beneficios
39     beneficio "beneficio neto (euros)"
40     beneficio_con "beneficio con SAE (euros)"
41     beneficio_sin "beneficio sin SAE (euros)"
42 *Balance
43     pred(t) "potencia de la red periodo t (kW)"
44 *SAE
45     E "energía del SAE (kWh)"
46     P "potencia del SAE (kW)"
47     soc(t) "estado de carga en el periodo t"
48     pc(t) "carga SAE periodo t (kW)"
49     pd(t) "descarga SAE periodo t (kW)"
50     inversion "inversión inicial del SAE (euros)"
51 *Retorno
52     TR "tiempo de retorno (años)";

54 equations
55     eq_beneficio "beneficio neto"
56     eq_beneficio_con "beneficio con SAE"
57     eq_beneficio_sin "beneficio sin SAE"

59     eq_balance "balance de potencia"

61     eq_inversion "inversión inicial"

63     eq_soc "estado de carga"
64     eq_soc_max "SOC máximo"
65     eq_soc_min "SOC mínimo"
66     eq_soc_ini "SOC inicial"

68     eq_TR "tiempo de inversión"

70     eq_pc_max "potencia de carga máxima"
71     eq_pd_max "potencia de descarga máxima"

73     eq_p_e "restricción potencia-energía";

76 eq_beneficio.. beneficio =e= beneficio_con-beneficio_sin;
77 eq_beneficio_con.. beneficio_con =e= sum(t, datprecios(t,'precio')*10*(
    datpotencia(t,'pot')+pd(t)-pc(t)));
78 eq_beneficio_sin.. beneficio_sin =e= sum(t, datprecios(t,'precio')*10*
    datpotencia(t,'pot'));

80 eq_balance(t)$(not sameas(t,"t0")).. 10*datpotencia(t,'pot')+pd(t)-pc(t) =g=
    pred(t);
81 *Para todos los valores excepto t0

83 eq_inversion.. inversion =e= (pP*P+pE*E);
84 *Inversión inicial del SAE

86 eq_soc(t)$(not sameas(t,"t0")).. soc(t) =e= soc(t-1)+pc(t)*nc-pd(t)/nd;
87 *Para todos los valores excepto t0

89 eq_soc_max(t).. soc(t) =l= 0.9*E;
90 eq_soc_min(t).. soc(t) =g= 0.1*E;

```

```
91 eq_soc_ini(t).. soc("t0") =e= 0.5*E;
92 *Para t0

94 eq_TR.. TR =e= inversion/beneficio;

96 eq_pc_max(t).. pc(t) =l= P;
97 eq_pd_max(t).. pd(t) =l= P;
98 *Límites máximos de carga y descarga de la batería

100 eq_p_e.. E =g= P;
101 *La energía tiene que ser, al menos, igual a la potencia

104 beneficio.lo = 0.001;
105 *El beneficio mínimo no es cero por problemas de infinito

107 TR.up = 5;
108 *Esta variable es la que controlamos

110 pc.lo(t) = 0;
111 pd.lo(t) = 0;

113 OPTION ITERLIM = 500000;
114 model opt_beneficio /all/;
115 solve opt_beneficio maximizing beneficio_con using nlp;
```


Bibliografía

- [1] Asociación Empresarial Eólica. (febrero, 2019). [Online]. Available: <https://www.aeeolica.org/>
- [2] Red Eléctrica de España. (febrero, 2019). [Online]. Available: <https://www.ree.es/es/>
- [3] ACCIONA Energía. (febrero, 2019) Parque eólico El Cabrito. [Online]. Available: <https://www.accion-energy.com/es/areas-de-actividad/eolica/instalaciones-destacadas/parque-eolico-el-cabrito/>
- [4] The Wind Power. (febrero, 2019) Nordex N117/3000. [Online]. Available: https://www.thewindpower.net/turbine_es_614_nordex_n117-3000.php
- [5] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. (febrero, 2019) Análisis del recurso eólico. Atlas eólico de España. 2011. [Online]. Available: https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_e4_atlas_eolico_331a66e4.pdf
- [6] ENAIR Energy. (febrero, 2019) Atlas eólico y solar mundial. [Online]. Available: <https://www.enair.es/es/app>
- [7] Centro Nacional de Energías Renovables. (febrero, 2019) Herramienta de análisis de potencial eólico. [Online]. Available: <http://www.globalwindmap.com/VisorCENER/mapviewer.jsf?width=1229&height=642>
- [8] Agencia Andaluza de la Energía. (febrero, 2019) Recurso eólico de Andalucía. [Online]. Available: <https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/MapaEolico/index.jsp>
- [9] Valverde, L., “Gestión de Energía en Sistemas con Fuentes Renovables y Almacenamiento de Energía basado en Hidrógeno Mediante Control Predictivo,” Tesis Doctoral, Universidad de Sevilla, 2013.
- [10] Bloomberg NEF. (marzo, 2019) A Behind the Scenes Take on Lithium-ion Battery Prices. [Online]. Available: <https://about.bnef.com/blog/behind-scenes-take-lithium-ion-battery-prices/>
- [11] The Wind Power. (marzo, 2019) Parque eólico de Hornsdale. [Online]. Available: https://www.thewindpower.net/windfarm_es_24056_hornsedale-wind-farm.php
- [12] Hornsdale Power Reserve. (marzo, 2019) Parque de baterías de Hornsdale. [Online]. Available: <https://hornsdalespowerreserve.com.au/>
- [13] Tesla. (marzo, 2019) Powerpack. [Online]. Available: https://www.tesla.com/es_ES/powerpack

- [14] GAMS Documentation Center. (marzo, 2019) Introduction to GAMS. [Online]. Available: https://www.gams.com/latest/docs/UG_Introduction.html
- [15] Bonetón, Á., “Integración de Sistemas de Almacenamiento de Energía a Plantas Fotovoltaicas,” Trabajo de Fin de Grado, Universidad de Sevilla, 2018.
- [16] Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. (marzo, 2019) Precios del mercado 2017. [Online]. Available: <https://www.cnmc.es/estadistica/precios-mercado-2017>
- [17] Omie. (marzo, 2019) Precio del mercado eléctrico. [Online]. Available: <http://www.omie.es/reports/>
- [18] Meteomanz. (marzo, 2019) Datos meteorológicos de SYNOP y BUFR. [Online]. Available: <http://www.meteomanz.com/>
- [19] Danish Wind Industry Association. (marzo, 2019) Rugosidad y cizallamiento del viento. [Online]. Available: <http://xn--drmstre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/tour/wres/shear.htm>
- [20] ——. (marzo, 2019) Tabla de clases y de longitudes de rugosidad. [Online]. Available: <http://xn--drmstre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/stat/unitsw.htm#roughness>
- [21] González, M., “Modelo para evaluar un Proyecto de Inversión de una empresa biotecnológica,” Trabajo de Fin de Maestría, Universidad Autónoma de Nuevo León (México), 2001.
- [22] Danish Wind Industry Association. (abril, 2019) ¿Cuánto cuesta un aerogenerador? [Online]. Available: <http://xn--drmstre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/tour/econ/index.htm>
- [23] El Español. (abril, 2019) Endesa invertirá 53 millones en construir dos parques eólicos en Aragón con 45 MW. [Online]. Available: https://www.elspanol.com/economia/empresas/20180419/endesa-invertira-millones-construir-eolicos-aragon-mw/300970338_0.html
- [24] Ramos, E., Barragán, M., “Introducción a modelos de energía eólica para control de frecuencia,” Centrales Eléctricas y Energías Renovables. Universidad de Sevilla, 2019.